FACULTAD DE INGENIERIA

INSTITUTO DE INGENIERIA ELECTRICA

DEPARTAMENTO DE POTENCIA

CURSO DE ACTUALIZACION

CENTROS DE CONTROL PARA REDES DE POTENCIA ELECTRICA

DICTADO POR: **INGENIERO RUBEN DAL MONTE**

Ingeniero Consultor

Los dias: Noviembre 15 a 19 de 1999 (inclusive)
Horario : 8:30 a 13:30

MONTEVIDEO, URUGUAY

CENTROS DE CONTROL PARA REDES DE POTENCIA ELECTRICA

Indice de temas a ser tratados

6 - CONTROL DE GENERACION

Modelos dinamicos

- Unidad Generadora
- Cargas en la Red
- Maquina motriz
- Governador
- Lineas de Interconexion entre areas
- Control Automatico de Generacion

7 - OPERACION INTERCONECTADA

Economias de operacion interconectada

Intercambio de Potencia y de Energia

Transacciones al momento

Intercambio de seguridad y capacidad

Soporte de emergencia

Estructuras comerciales

- Mercado al momento
- Acceso a transmision
- Costos compartidos

8 - REPASO DEL CALCULO DE FLUJOS DE POTENCIA

Programas iterativos de CA

Metodos desacoplados

Metodos rapidos de CC

9 - SEGURIDAD DE OPERACION

Determinacion de flujos optimos

Analisis de contingencias

Factores de sensitividad de la red

Seleccion de contingencias

Metodos apropiados para grandes redes

24 Septiembre 1999 - Ruben Dal Monte

TEMAS DE INTRODUCCION

Los Centros de Control de Redes Electricas efectuan el control centralizado de Redes Electricas que interconectan barras de generacion y cargas. Su complejidad depende de la extension de la red.
Hay Centros que centralizan el control de redes con miles de barras interconectadas, que incluyen muchas plantas de generacion, muchas barras de carga , la interconexion a sistemas de distribucion o la interconexion con otras redes. Otros Centros son reducidos al control de a un systema de distribucion o a una Planta de Generacion.

El diseno de un Centro de Control depende de la organizacion de la empresa que opera la red.
Debe adaptarse a las condiciones existentes de la red, y a la foma en que se intenta operar.
O sea que antes de establecer las caracteristicas de diseno del Centro se deben evaluar las condiciones existentes y los planes de futuro de la empresa. El Centro debe mejorar y no complicar la operacion de la empresa. Este es un primer paso que muchas veces es desestimado en importancia. En esos casos el Centro puede llegar a ser de una utilidad limitada.

Este primer paso de evaluacion y definicion de lo que se desea obtener con el Centro puede ser usado para definir una meta de alcances, contra la cual se puede evaluar la obra una vez en funcionamiento.

El hecho de que las redes pueden incluir Plandas Hidraulicas, nos lleva a mencionar que muchas veces el control no se limita al control de componentes de una red electrica sino que puede incluir controles de otros sistemas relacionados. Es asi que se puede incluir el control de un rio, el de canales de navegacion , irrigacion o drenaje, etc.

Tambien debemos mencionar que en general el diseno de un Centro debe partir de la premisa de que el sistema es controlable aun sin el Centro de Control. Es cierto que el Centro sera necesario para una operacion eficiente, pero no debe ser necesario para una operacion elemental y segura.
Este es tambien un punto que a menudo es desestimado. Que se entiende por ser operable o controlable con el Centro fuera de servicio debe ser definido y establecido en la memoria de diseno del Centro. Este punto debe ser convenientemente aclarado para evitar discrepancias entre las partes interesadas.
Sin embargo el Centro una vez implementado se impone por si mismo, de forma que luego de un tiempo en servicio, no se puede operar sin el. El punto es un poco relativo. Pero podemos tratar de aclararlo mejor: Las palabras clave en la clausula anterior fueron las de operacion eficiente. Por ejemplo, necesitamos al Centro en base a que luego de que el Centro empezo a operar no tenemos los operarios necesarios para una operacion totalmente manual. Pero no lo necesitamos para mantener un voltaje de barras o la estabilidad de frecuencia en condiciones normales de la red. La operacion manual elemental debe ser mantenida como posibilidad. No olvidemos que los astronautas de APOLLO 13 deben su vida a un control manual elemental.

Con esta introduccion es de esperar que los disenadores de un Centro formen un grupo de varias especialidades de Ingenieros o Cientificos. Esto es correcto. La situacion se simplifica por el hecho ~~en~~ de que el diseno no parte de la nada. Algo puede ser comprado ya hecho. Con este criterio llevado al extremo compramos un Centro ya hecho y no necesitamos ninguna especialidad de Ingeniero o Cientifico. El otro extremo es el de no comprar nada. Hacer todo en casa. El disenador debe elegir el punto aceptable entre estos dos extremos. La verdad es que los extremos no existen. Aun decidiendo comprar un Centro hecho, el que lo hace tuvo la tarea de elegir entre estos dos extremos. La eleccion debe basarse en una revision del mercado para determinar que podamos usar que ya exista. Como el mercado es cambiante a alta velocidad la revision del mercado debe ser en todo caso el punto de partida. Lo que podemos discutir antes de empezar un proyecto es de como efectuar esta revision del mercado.

De acuerdo con lo anterior, es de esperar que los Centros de Control son muy distintos entre ellos Esto es verdad, pero afortunadamente, si bien todos los Centros son distintos, como en el mercado se dispone de poderosos sistemas de computacion y de comunicaciones nos queda menos distancia a cubrir para llegar a la meta.

Pero no hay bien que con mal no venga. La disponibilidad de esos colosos, trae consigo una serie de caracteristicas que no son totalmente deseables pero que las tenemos que manejar pues vienen acopladas. O sea, la tarea del disenador que debe usar lo que es disponible en el mercado debe incluir esfuerzos adicionales para evitar la inclusion de esas caracteristicas no deseables o al menos de que no produzcan resultados nefastos.

Un ejemplo aclarara el punto. En 1986 nosotros disenamos un Centro de Control para la Central Hidroelectrica de GURI en el Estado de Bolivar Venezuela. Entonces teniamos iguales requerimientos para el diseno que los que tendriamos hoy si quisieramos especificar un Centro. Las funciones de control eran las mismas. Pero las condiciones del mercado eran distintas. En el mercado habian dos tipos de sistemas de computacion. los de procesos adecuados para sistemas a tiempo real a tarea multiple y los de oficina de negocios en los que los resultados pueden ser recibidos en forma lenta y en donde podemos elegir lo que hacer primero. La especificacion de ayer incluia clausulas y especificaciones de pruebas que obligaban a los suplidores a efectuar las modificaciones necesarias para evitar problemas de ejecucion. Actualmente el mercado es totalmente distinto. Las caracteristicas de los sistemas de computacion son totalmente distintas. Las especificaciones de ayer no sirven para hoy. Lo que deseamos obtener es igual pero lo que se dispone en el mercado es totalmente distinto. Las especificaciones no solo deben detallar lo que se quiere obtener pero debe tambien hacer incapie en las modificaciones necesarias a ser efectuadas sobre lo que se dispone en el mercado para que luego no se encuentre algo que no se deseaba tener.

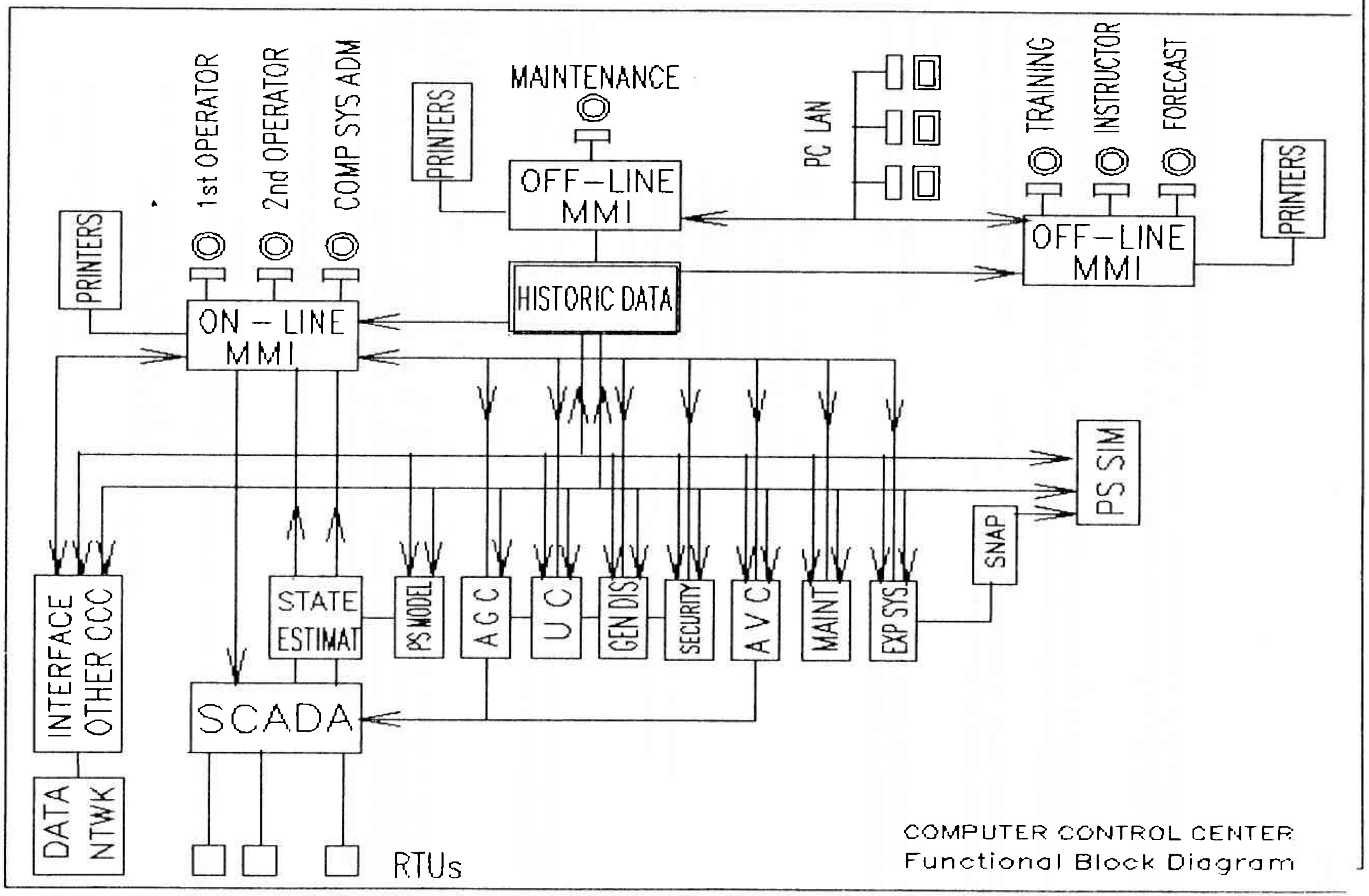
La evaluacion del mercado existente en el momento de la compra es de fundamental importancia para el suceso de la implementacion de un Centro.

La vida de un Centro de Control depende basicamente de la vida de la plataforma (equipamiento y el sistema operativo). El mantenimiento del equipo (hardwire) puede llegar a ser demasiado costoso y resultar en la terminacion de la vida util del Centro.
Ademas el Centro debe permanentemente sobrellevar cambios en software de aplicacion y cambios en dispositivo de entradas y salidas Por tanto, la terminacion de vida puede tambien ocurrir cuando se deben efectuar cambios en el software que no son compatibles con la plataforma existente o cuando se deben agregar dispositivos de entradas y salidas que no son compatibles con la plataforma existente

RDM - 25 Octubre 1999

PARTE 1

CONFIGURACION DE CENTROS



COMPUTER CONTROL CENTER
Functional Block Diagram

PARTE I - CONFIGURACION

Como se dice en la introduccion los Centros de Control pueden tener distintas necesidades de desarrollo. En esta occasion, trataremos el tema en forma general tratando de describir los Centros mas completos.

El sistema completo de un Centro de Control esta compuesto de tres subsistemas:

1 – El subsistema ubicado en el Centro, consistente en un **sistema de control por computacion .**

2 – El **subsistema de comunicacion** que efectua el intercambio de informacion entre el subsistema 1 y el 3.

3 – El subsistema de **estaciones o interfaces remotas** ubicadas en las Subestaciones, Plantas de Generacion y de locales de interface con otras areas.

1 – SISTEMAS DE CONTROL POR COMPUTACION

El subsistema de control por computador, esta normalmente instalado en un edificio especialmente disenado denominado **Centro de Despacho de Cargas**. Las areas normalmente existentes en el CDC son entre otras: Sala de Control, Sala de Computadores, Sala de Comunicaciones, Sala de Entrenamiento, Sala de Registros historicos, Salas de Ingenieros de Operacion, Sala de Potencia de Auxiliares, Sala de Baterias, Sala de Visitantes, Sala de Conferencias, Sala de Archivos, etc.

El equipamiento de la sala de computadores consiste en una plataforma de computacion redundante a tiempo real con un sistema operativo que soporte ejecucion de tareas simultaneas conectada en red con servidores dedicados a:

Sistema SCADA y Data de Base a tiempo real
Sistema hombre maquinas a tiempo real para operacion al momento
Sistema hombre maquinas para programacion de operacion en proceso
Sistemas dedicados a funciones de Aplicacion
Data de Base historica
Simulador y sistema hombre maquinas para entrenamiento
Interface a LAN dedicado a oficinas de Ingenieros
Interface a otros Centros

La sala de control esta equipada con dos consolas redundantes para los Operadores del sistema y una consola para el Jefe de Operadores. La sala tambien incluye dos impresores rapidos para ser usados para la operacion al momento.

La sala de entrenamiento esta equipada con una consola para el operario a ser entrenado y una para el instructor. Tambien incluye un impresor rapido para simular completamente la interface en tiempo real.

La sala de registros historicos, incluye tres consolas. una dedicada al manejo de registros historicos, otra al manejo de operaciones de mantenimiento y por ultimo otra dedicada al manejo de predicciones de operacion.

Las salas de Ingenieros de Operacion incluyen equipamiento de computacion para oficinas de Ingenieros encargados de la operacion del Centro. Estos sistemas de computacion estan interconectados por una red LAN que permite acceso a datos historicos.

La Sala de Potencia de Auxiliares incluye el equipo para el suministro no interrumpido de potencia necesarios para alimentar todos los equipos esenciales. Normalmente estos equipos trabajan con la alimentacion normal de servicios electricos. Pero pueden dar la carga necesaria por un periodo de una o dos horas de falla de la alimentacion normal de servicios electricos. Tambien se debe disponer de un sistema de generacion auxiliar para sobrellevar periodos mas largos de falla del servicio normal.

Programas de Aplicacion

Las funciones a ser incluidas en un Centro de Control para Redes Electricas son mostradas en el diagrama de bloques funcionales adjunto. Este diagrama muestra las rutas de intercambio de informacion entre los distintos bloques. Volvemos a indicar que las funciones de aplicacion que se implementan y su extension dependen de las caracteristicas especificas del area cubierta por el Centro. A continuacion se muestra una lista, no exhaustiva de estas funciones, seguida por una breve descripcion. En el correr del curso vamos a referirnos a mas detalles de las principales funciones.

Las funciones de aplicacion son de dos tipos: las funciones que corren en linea y las que corren fuera de linea. Las primeras son funciones que corren en tiempo real. O sea que deben estar sincronizadas con el tiempo real. Sus entradas de informacion son obtenidas de la Data de base del instante presente. Sus salidas son parametros o controles que son necesarios para otras funciones a tiempo real, o sea son tambien parte de la Data de Base a tiempo real. Las funciones que corren fuera de linea corren con data de base historica, y sus salidas son tambien informacion de la Data de Base historica. Estas ultimas pueden correr en forma no sincronica con el tiempo real. Los parametros que resultan de una funcion fuera de linea no son requeridos inmediatamente. Pueden sin embargo ser requeridos en la operacion del dia siguiente.

I - Funciones de Aplicacion en linea
- 1 – SCADA
- 2 – Estimador de estado
- 3 – Interface hombre maquina
- 4 – Control Automatico de Generacion
- 5 – Asignacion de Unidades
- 6 – Despacho de Carga
- 7 – Seguridad del Sistema
- 8 – Control Automatico de voltaje de barras
- 9 – Sistema Experto
- 10 – Mantenimiento en linea
- 11 – Interconexion con otros Centros de control

II – Funciones de aplicacion fuera de linea
- 1 – Datos historicos
- 2 – Entrenamiento de operadores
- 3 – Programas de Pronosticos
- 4 – Mantenimiento fuera de linea
- 5 – Red LAN para oficinas de ingenieria

SCADA

La funcion de Control Supervisor y de Aquisicion de Datos designada SCADA es una funcion basica para la implementacion de toda otra funcion de aplicacion. La informacion de entrada al SCADA es obtenida por el sistema de comunicaciones externo, desde las plataformas de coleccion de datos, o estaciones terminales remotas, designadas RTUs. Estas estan instaladas en las Subestaciones de la Red Electrica. Las RTUs permiten recolectar datos de campo y a su vez enviar controles a la Subestacion de la Red. Las comunicaciones transmitidas entre las Remotas y el Centro son periodicas de codificacion digital en paquetes y usan un protocolo a varios niveles comun para el Centro y las Remotas. Aqui entramos en un punto de compatibilidad que por ahora dejamos abierto.

La salida del SCADA es la Data de Base a tiempo real. En la Data de Base hay una lista de puntos cada uno con su identificacion y un valor para el presente instante. Esto es lo que se quiere. Lo que en realidad es transmitido es una lista de puntos con su identificacion, el valor leido en el sensor durante el ciclo de barrido. En algunos casos se incluye ademas, el tiempo al momento de ser leido en los sensores. Todo esto es muy relativo. Cada disenador usa su criterio practico y sus limitaciones.

Enumeramos ahora algunas de las caracteristicas importantes de los SCADA

Tiempo maximo entre barridos. Puede haber un tiempo para las RTUs, o para todo el sistema. Tambien puede definirse un menor tiempo de barrido para ciertos puntos. El tiempo de barrido depende del numero de puntos en el sistema. Es un valor que debe ser verificado por prueba sobre el sistema total bajo cierta condiciones de actividad..Los valores de tiempo de distintos puntos en un periodo de barrido no pueden diferir mas que en el periodo. En realidad el tiempo de la data no puede ser mas preciso que el tiempo de barrido, a menos que se efectue un marcado de tiempo en la remota y este se transmita al Centro. Esto se puede hacer, solo para eventos. . En el momento actual se puede especificar una precision de ocurrencia de eventos digitales del orden de 2 ms Pero en general la Data debe ser sincronica y no puede serlo a mas precision que la de un barrido.

Tiempo maximo de transmision entre las plataformas remotas y el Centro. Este valor depende de la calidad del sistema de comunicacion. El problema del tiempo de barrido se complica si el tiempo de transmision es diferente para distintas remotas. O sea la calidad del SCADA depende del sistema de comunicacion externo y de si este sistema es dedicado o compartido. Es dificil evaluar este punto con los suplidores, puesto que en general no se provee informacion precisa. La forma de resolver este punto es mediante garantias basadas en pruebas bien definidas en la especificacion antes de la firma del Contrato de suministro.

Tiempo maximo de transmision de comandos entre el Centro y las plataformas remotas
Este es un valor a ser considerado cuando se analiza el tiempo de respuesta requerido para los comandos a implementarse. Este tambien es un valor de garantia basada en pruebas bien definidas.

Capacidad de puntos a ser implementados. Esta caracteristica debe ser bien definida, incluyendo una distribucion en tipos de puntos. Durante las pruebas de tiempo de respuesta, esta caracteristica debe ser simulada. La lista de Data de Base mas precisa a cada momento del desarrollo debe ser un documento informativo disponible a todas las distintas partes: Contratista del Centro, Propietario del Centro asi como otros grupos de trabajo que son responsables por otras instalaciones relacionadas.

La programacion del SCADA incluye los manejadores de la comunicacion entre el Centro y las remotas. Los paquetes recibidos incluyen valores analogicos o digitales. La escala de los valores analogicos es la que permite la utilizacion de todo el rango existente en la codificacion. Esto se hace para reducir el error de codificacion. La Data de Base producida por el SCADA incluye toda la informacion a ser transmitida en ambas direcciones. Esta informacion es residente en un unico lugar. Existe un sistema de comunicaciones internas que realiza el acceso bidireccional con los servidores dedicados a otras funciones de aplicacion.

ESTIMADOR DE ESTADO (ES)

El proposito de esta funcion es la de revisar y corregir el valor (simultaneo) a tiempo real de las variables de estado, y de ellas computar valores mas exactos de todos los puntos de la Data de Base a tiempo real. Basicamente se trata de los valores analogicos en la Base de Datos.

Las variables de estado de la red son la magnitud y el angulo de fase de los voltajes de barras. Recordemos que en base a esta informacion (simultanea) se pueden calcular todas las otras variables analogicas de la red utilizando las ecuaciones de transmision en las ramas de la red.

Una vez que las unidades asignadas a todos los intervalos del periodo sea determinado por la logica del programa, el plan de arranques y paradas sera presentado al operador, via de MMI. Si el operador acepta el plan, las unidades seran automaticamente conectadas o desconectadas de linea de acuerdo con el plan aprobado para cada intrvalo del periodo.

En el caso que no se pueda encontrar el plan de unidades asignadas para pasar el periodo, el operario sera informado por medio de un mensaje de diagnostico.

El programa de asignacion de unidades correra automaticamente para el dia siguiente, al medio dia del dia anterior, o en caso que luego de ese momento ocurra un cambio en los datos del pronostico para el dia siguiente o se produzca un cambio en las unidades disponibles para el dia siguiente, etc.

Asimismo el programa puede correr a pedido del operario para cualquier periodo de tiempo futuro.

DESPACHO DE GENERACION (GD)

El programa de despacho de generacion optimiza la generacion requerida para el area (como es determinada por el AGC) entre el conjunto de unidades en linea. Esta optimizacion incluira la minimizacion de los costos de operacion de las unidades en linea, cumpliendo simultaneamente con todas las limitaciones mecanicas, electricas o hidraulicas de las unidades, la capacidades de transmision en la red electrica del area y de cualquier limitacion hidrologica relacionada con su operacion. El algoritmo en su mas sofisticada implementacion, utilizara los programas de Flujo de Potencia Optimos de la red.

Este programa correra automaticamente toda vez que exista un cambio en el pronostico respectivo, en la configuracion de la red en el area, en el conjunto de unidades en linea, o en la generacion total de las unidades sin participacion en la regulacion.

La salida o resultado de esta funcion incluira la generacion base, y los factores de participacion, para cada unidad en linea. Estos resultados seran transmitidos como parametros dinamicos a la funcion del AGC.y enviados al MMI.

SEGURIDAD DEL SISTEMA

El programa de Seguridad del Sistema (SS) asegurara que el area sea operada con el necesario exceso de capacidad de generacion y transmision , para sobrellevar las fallas mas probables de los componentes de la red. Por ejemplo, sobrellevar el disparo de emergencia de una unidad de generacion, disparos de una lineas de transmision, de un transformador de interconexion, o de una de las lineas de interconexion del area con otras areas vecinas.

Sin embargo hay que hacer notar que el SS nunca podra asegurar con un 100% de certeza que el sistema podra mantener las cargas del area o intercambio contratado con otras areas, en la eventualidad de cualquier emergencia, aunque la misma sea limitada al disparo de una sola componente del area. En cambio el SS esta disenado para cumplir con reglas de regulacion que, por ejemplo establecen el % de probabilidad de perdida un cierto % de la carga. The SS establece la distribucion de exceso de capacidad de generacion necesaria en el area.
El SS debe tener en cuenta los rangos de operacion de las unidades, lineas de transmision y transformadores de interconexion.

El SS incluye analisis de contingencia para todos los casos mas probables de fallas. El resultado de estos analisis de contingencia debe ser obtenido dentro de un tiempo de por ejemplo 60 segundos luego de haber sido iniciado por un cambio del pronostico o de la configuracionn de la red.

En lo posible el analisis de contingencias debe utilizar programas de flujo de cargas de CA. Si estos metodos de calculo no son suficientemente rapidos, otros metodos mas rapidos de calculo de redes deben ser utilizados. Estos metodos son los que utilizan metodos de flujo de carga desacoplados, o el metodo de CC. Tambien es posible reducir el numero de casos de contingencia a ser corridos seleccionando los casos de contingencia mas probables.

CONTROL AUTOMATICO DE VOLTAJE (AVC)

Esta funcion maneja el control de la generacion de energia reactiva en las barras de generacion mas importantes de la red. Es asi que se desarrollan funciones de AVC para todas las barras importantes de la red. Cada una de estas funciones realiza las siguientes tareas:

-Distribucion de la generacion de MVAR en la barra entre las unidades en linea sobre la barra.

-Control automatico del voltaje de barras, de acuerdo con limites de estabilidad en la transmision.

Si el AVC es activado sobre una de las barras de la red, entonces la tarea primera es necesariamente activa. Sin embargo la activacion de la tarea segunda es dejada a opcion del operario. El AVC debe rechazar la activacion de la segunda tarea en dos barras que son cercanas desde el punto de vista electrico.

La tarea 1 distribuye los MVAR totales en la barra (positivos para inyeccion reactiva o negativos para inyeccion capacitiva) entre las unidades conectadas sobre la barra, en proporcion a los limites de capacidad de la unidad generadora determinados por el voltaje y la potencia activa presente.

La tarea segunda consiste en el control de generacion reactiva que se computa por el error entre el voltaje de barras sobre un valor de voltaje de barras requerido en funcion de la potencia transmitida en el momento. Este error pasa por un filtro PID y se compara con tres umbrales.

Si la senal de control es filtrada por el umbral 3 entonces los pulsos de control de generacion reactivo son largos. Si la senal de control es filtrada por el umbral 2 entonces los pulsos de control de generacion reactivo son medios. Si la senal de control es filtrada por el umbral 1 entonces los pulsos de control de generacion reactivo son cortos. Si la senal de control es suficientemente chica entonces se produce un aborto del ciclo. Si en cambio esta senal es suficientemente grande entonces el AVC se desactiva automaticamente y una senal de alarma es transmitida al operador.

Todos los comandos enviados por el AVC a una unidad generadora seran seguidos por una verificacion de la esperada respuesta de dicha unidad. El control de AVC de una barra sera retirado del modo activo si se determina un error de telemedida en la medida de voltaje de barras o en la medida de potencias activas o reactivas.

SISTEMA EXPERTO (SE)

Esta funcion analiza casos de existencia de valores incompletos, inexactos o inconsistentes en la data de base a tiempo real . La salida de la funcion SE consiste en reportes de diagnostico en el caso de deteccion de dichas fallas en la data. Los reportes de diagnostico son transmitidos al operario via the MMI. El reporte sera definitivo si la falla es ciertamente determinada por la logica. En otro caso, el reporte enumerara las posibles alternativas de posibles defectos, cada uno con un valor de probabilidad.

La logica de SE esta basada en reglas de experiencia escritas inicialmente de la entrada en servicio del sistema o en reglas determinadas por ocurrencias registradas durante la vida del sistema.

Entre las reglas a ser incluidas podemos incluir los siguientes tipos:

- Reglas de verificacion de procesos posteriores a fallas de unidades, transformadores o lineas.

- Reglas de determinacion del estado operativo de las unidades, lineas y estacion de servicio.

- Determinacion de estados ilegales y proceso de recuperacion.

- Vericacion de condiciones mandatorias de seguridad de operacion en cada estado determinado.

- Reglas del proceso de recuperacion, luego de una caida total de una planta.

- Reglas del proceso de recuperacion luego de una caida total del area completa.

MANTENIMIENTO EN LINEA

Esta funcion maneja los protocolos de colocacion de banderas de mantenimiento en las componentes de la red electrica y produce los reportes de trabajos de mantenimiento. Cuando unidades de generacion, transformadores de interconexion, lineas de transmision y/o estaciones de servicio deben entrar en trabajos de mantenimiento, sea rutinario o de emergencia, la responsabilidad pasa del Personal de Operaciones al Personal de Mantenimiento. El CCC no debe aceptar controles sobre equipos en mantenimiento desde las consolas de operacion. Reportes y despliegues deben ser segregados. Sin embargo datos de operacion referentes a componentes en manteniemiento deben ser disponibles al operador.

Támbien el CCC debe ser disenado para aceptar trabajos de mantenimiento de limitada extension que no impide la operacion de las componentes afectadas pero que sin embargo restringe la operacion normal. En esos casos un bandera de mantenimiento limitado debe ser acoplada a la informacion referente a dicha componente.
Las correspondientes limitaciones podran ser entradas en cada caso en registros especiales, escritos al momento de la entrada en mantenimiento limitado y ser accesibles al operador en todo el periodo del trabajo de mantenimiento.

INTERFACE CON OTROS CENTROS DE CONTROL

Los Centros de Control de areas interconectadas, deben ser integrados en un Sistema de Control de mas alto nivel incluyendo informacion de todas las areas interconectadas. Este Sistema de Control de mas alto nivel debera coordinar la operacion del Sistema de Potencia combinado. Este Sistema combinado puede ser un sistema regional, nacional o internacional

DATA HISTORICA (HD)

Esta es la funcion de aplicacion que produce la Base de Data Historica (HDB) a tiempo real. Esta HDB es usada por todas las funciones de aplicacion fuera de linea.
La HDB es obtenida tomando lecturas completas de la Base de tiempo real a intervalos regulares. Por ejemplo cada segundo, en forma sincronizada con el reloj de tiempo real.Toda la data correspondiente al dia presente y al dia anterior se guarda en memoria como se lee cada segundo. Cuando el dia presente se termina, entonces se vuelve la data del dia anterior y la data del dia anterior se reduce para transformarse en

la data del dia correspondiente de la presente semana. Esta reduction de data consiste en guardar en memoria solo la data del instante al comienzo de cada minuto.

Cuando la semana presente se completa entonces viene a representar la data de la semana pasada y la data de la anterior semana pasada se reduce para ser guardada en memoria como data de la correspondiente semana en el mes presente. Esta reduccion corresponde a solo guardar data al comienzo de cada 15 minutos en la hora.

Cuando la data del mes presente es terminada, es reducida y pasa a ser guardada en memoria como data de mes correspondiente del ano presente. La reduccion consiste en solo guardar la data al comienzo de cada hora. Por tanto la HDB incluye lecturas simultaneas de la base de datos real con las siguientes densidades:

Lecturas a cada segundo del dia presente y del dia anterior.
Lecturas a cada minuto de la semana presente y de la semana anterior
Lecturas cada 15 minutos de la hora, del mes corriente y del mes anterior
Lecturas cada hora del ano presente y de los anos anteriores

Este procedimiento para obtener la base de datos historicos podra ser alterado, como sea deseable para cumplir con los requerimirntos de los usuarios de la HDB.

Ademas la HDB incluira todos los listados de eventos tales como listas de alarmas, diagnosticos, comandos de los operadores, disparos de protecciones, etc. Estos listados deben se agrupados de acuerdo a la componente de la red a que pertenecen. Cada evento debera ser marcado con el tiempo de ocurrencia con una resolucion de 2 milisegundos. Las listas de eventos deberan ser presentadas en secuencia de tiempo y seran permanentemente guardadas en memoria.

La HDB sera accesible a la MMI fuera de linea que maneja la consola de mantenimiento fuera de linea, la red LAN de las oficinas de Ingenieros y la consola de pronosticos.

ENTRENAMIENTO DE OPERARIOS (OTS)
SIMULADOR DEL SISTEMA ELECTRICO (PSS)

El simulador del Sistema de Potencia es un programa dinamico que genera una data de base (dinamica) a tiempo real simulada partiendo de un estado inicial del sistema de potencia que puede ser una lectura instantanea de la data de base a tiempo real o elegida entre algunas lecturas de estado, memorizadas anteriormente que representen casos interesantes para entrenamiento. A partir de este punto de estado inicial, el simulador seguira representando al sistema electrico, de acuerdo a la dinamica del mismo y a los parametros de control entrados con la lectura inicial. El servidor de entrenamiento dispondra de todas las funciones de aplicacion del sistema y el entrenado podra efectuar controles y cambios igual que sobre el sistema real.

REPORTE DE PRONOSTICOS

Esta funcion es parte del sistema hombre maquina fuera de linea. Sus salidas son reportes con referencia a la operacion del Sistema de Potencia. Estos reportes seran utilizados por el personal de operaciones para generar pronosticos de carga, disponibilidad de resources, planeamiento de expansiones, programas de compras, requerimientos de personal, etc.

MANTENIMIENTO FUERA DE LINEA

Esta funcion maneja los trabajos de mantenimientos rutinarios. Supervisa el tiempo de operacion de las componentes del sistema, tiempos de operacion en condiciones extremas o fuera de recomendacion y propone programas de mantenimiento cumpliendo con los requerimientos de disponibilidad de las componentes del sistema electrico.

RED LAN PARA LAS OFICINAS DE INGENIEROS

Esta es una red de computadores en la cual los Ingenieros de Operacion del Sistema pueden conectar sus computadores personales. Esta red tendra acceso a la data de base historica . El sistema LAN estara fisicamente aislado del sistema a tiempo real.

2 – SUBSISTEMA DE COMUNICACIONES EXTERNAS

Este es el sistema que incluye principalmente las lineas de comunicacion entre el Centro y las plataformas remotas o RTUs. Este debe ser un sistema dedicado y redundante. La configuracion del sistema de comunicaciones depende de las condiciones geograficas del area. El numero de puertas de entrada desde el sistema de comunicaciones externo y el Centro debe permitir mantener los tiempos de respuesta buscados para la data. El sistema debe ademas incluir las lineas de comunicacion entre el Centro y otros Centros relacionados a un nivel superior.
En general hay una tendencia mundial de pasar de la implementacion de sistemas propios al uso de servicios contratados de comunicacion. Esta contratacion de servicios puede ser efectuada con empresas de comunicacion terrestres o espaciales, las cuales tienen desarrollada una infraestructura muy extensa que les permite ofrecer los servicios necesarios para el centro en forma mas economica.

3 – UNIDADES TERMINALES REMOTAS O PLATAFORMAS REMOTAS

Las RTU del sistema deben ser autosoportadas, redundantes y de arquitectura abierta que permita compatibilidad con varios suministradores.

CONCLUSIONES REFERENTES A LA PARTE 1

1. Los Centros de Control deben permitir expansiones y modificaciones por el Propietario sin tener que depender del soporte de fabricantes pre-establecidos. Esta propiedad debe ser requerida al momento de implementar el sistema. Este punto requiere cierto analisis y clarificacion.

Cuando hablamos de expansiones o modificaciones debemos distinguir por lo menos dos tipos.
El tipo simple que consiste en agregar puntos de data de base, ajustes en sensibilidad de proceso, agregado de reportes o despliegues estructurados, agregar o cancelar RTU,etc. Estas modificaciones no requieren cambios en las platafomas del sistema.

Otro tipo de modificaciones es la que incluye ademas de las mencionadas anteriormente, cambios y agregados en la logica de programacion o el agregado de nuevas funciones de aplicacion.

Es mas comun requerir el primer tipo. Pero dependiendo de las circunstancias y de que es lo que se desea, es posible que sea mas conveniente requerir el segundo tipo de sistema abierto.

2. Implementar un Centro de Control implica una definicion clara y precisa del sistema deseado, la evaluacion de las disponibilidades en el mercado, la determinacion de las caracteristicas de las instalaciones existentes y de los sistemas adyacentes, la definicion de las divisiones en adquisiciones, la determinacion de costos y de las metas a ser obtenidas con la implementacion del Centro.

La evaluacion de disponibilidades del mercado puede o debe incluir la motivacion del mercado. Esta actividad incluye la de producir documentos preliminares, para indagar posibilidades de suministro. Esta actividad resulta en la obtencion de un major numero de propuestas y en una mejor coordinacion de las especificaciones con la disponibilidades del mercado. Ademas, se mejora la consistencia entre las propuestas recibidas.

Las especificaciones dentro de las distintas adquisiciones son de suma importancia. Estas deben de ser funcionales. Todas las funciones deben ser claramente definidas. Para demostrar estas funciones se deben incluir la definicion de pruebas con resultados garantidos.
Las especificaciones deben incluir un programa de entregas combinado con un programa de pruebas, un programa de aceptaciones y un programa de pagos.

RDM - 26 de Octubre de 1999

PARTE 2

COSTOS MINIMOS DE OPERACION

COSTO INCREMENTAL GLOBAL
DE UNIDADES TERMICAS

Unidad	MWmin	MWmax	$/MBtu/hr	Hi(MWmin)	Fi(MWmin)	CImin[$/MWH]	Hi(MWmax)	Fi(MWmax)	CImax[$/MWH]
1	150	600	1.10	1621.95	1784.15	8.39	5341.20	44801.9856	9.792
2	100	400	1.40	1289.00	1804.60	8.24	6554.00	53991.852	9.402
3	50	200	1.50	488.55	732.83	8.45	1864.80	15761.2896	9.898

ENTRD
D10
D12
D14
D15
D16

CI[$/MWH]	MW TOTAL	MW U1	MW U2	MW U3
8.24	300.00	150.00	100.00	50.00
8.25	303.09	150.00	103.09	50.00
8.39	338.66	150.00	138.66	50.00
8.40	341.75	150.00	141.75	50.00
8.45	371.40	166.25	155.15	50.00
9.00	749.39	346.15	296.39	106.85
9.40	1023.55	475.00	400.00	148.55
9.60	1107.55	538.46	400.00	169.09
9.79	1189.00	600.00	400.00	189.00
9.85	1195.02	600.00	400.00	195.02
9.90	1200.00	600.00	400.00	200.00
	SALIDAS			

NOTA: Entre el Lamda :

en D10 si esta entre 8.24 y 8.39
lea las potencias en E10:H10
en D12 si esta entre 8.39 y 8.45
lea las potencias en E12:H12
en D14 si esta entre 8.45y 9.40
lea las potencias en E14:H14
en D15 si esta entre 9.40 y 9.79
lea las potencias en E16:H16
en D16 si esta entre 9.79 y 9.90
lea las potencias en E18:H18

GEN_COMB,

COSTO INCREMENTAL GLOBAL
DE UNIDADES TERMICAS

Unidad	MWmin	MWmax	$/MBtu/hr	Hi(MWmin) [MBtu/hr(MW)]	Fi(MWmin)	CImin[$/MWH]	Hi(MWmax) [MBtu/hr(MW)]	Fi(MWmax)	CImax[$/MWH]
1	150	600	1.1	=510+7.2*B4+0.00142*B4^2	=D4*E4	=7.92+0.00312*B4	=510+7.2*C4+0.00142*C4^2	=G4*H4	=7.92+0.00312*C4
2	100	400	1.4	=310+7.85*B5+0.0194*B5^2	=D5*E5	=7.85+0.00388*B5	=310+7.85*C5+0.0194*C5^2	=G5*H5	=7.85+0.00388*C5
3	50	200	1.5	=78+7.97*B6+0.00482*B6^2	=D6*E6	=7.97+0.00964*B6	=78+7.97*C6+0.00482*C6^2	=G6*H6	=7.97+0.00964*C6

ENTRD
D10
D12
D14
D15
D16

CI[$/MWH]	MW TOTAL	MW U1	MW U2	MW U3
8.238	=SUM(B4:B6)	=$B$4	=$B$5	=$B$6
8.25	=SUM(F10:H10)	=$B$4	=(D10-7.85)/0.00388	=$B$6
8.388	=SUM(F11:H11)	=$B$4	=(D11-7.85)/0.00388	=$B$6
8.4	=SUM(F12:H12)	=(D12-7.92)/0.0032	=(D12-7.85)/0.00388	=$B$6
8.452	=SUM(F13:H13)	=(D13-7.92)/0.0032	=(D13-7.85)/0.00388	=$B$6
9	=SUM(F14:H14)	=(D14-7.92)/0.00312	=(D14-7.85)/0.00388	=(D14-7.97)/0.00964
9.402	=SUM(F15:H15)	=(D15-7.92)/0.00312	=(D15-7.85)/0.00388	=(D15-7.97)/0.00964
9.6	=SUM(F16:H16)	=(D16-7.92)/0.00312	=$C$5	=(D16-7.97)/0.00964
9.792	=SUM(F17:H17)	=(D17-7.92)/0.00312	=$C$5	=(D17-7.97)/0.00964
9.85	=SUM(F18:H18)	=C4	=$C$5	=(D18-7.97)/0.00964
9.898	=SUM(F19:H19)	=C4	=$C$5	=$C$6
	SALIDAS (E : H)			

NOTA: Entre el Lamda :

en D10 si esta entre 8.24 y 8.388
lea las potencias en E10:H10
en D12 si esta entre 8.388 y 8.452
lea las potencias en E12:H12
en D14 si esta entre 8.452y 9.402
lea las potencias en E14:H14
en D15 si esta entre 9.402 y 9.792
lea las potencias en E16:H16
en D16 si esta entre 9.792 y 9.898
lea las potencias en E18:H18

Despacho economico -- Metodo :Busqueda de Lamda -- Ecuacion cubica
(Ejemplo 3D)

En este ejemplo se asume una ecuacion cubica para la relacion Entrada/Salida de las unidades. Vamos a tener en cuenta los limites de operacion de las unidades.

Valores de coeficientes:

$$A := \begin{pmatrix} 749.55 \\ 1285 \\ 1531 \end{pmatrix} \quad B := \begin{pmatrix} 6.95 \\ 7.051 \\ 6.531 \end{pmatrix} \quad C := \begin{pmatrix} 9.68 \cdot 10^{-4} \\ 7.375 \cdot 10^{-4} \\ 1.04 \cdot 10^{-3} \end{pmatrix} \quad D := \begin{pmatrix} 1.27 \cdot 10^{-7} \\ 6.453 \cdot 10^{-8} \\ 9.98 \cdot 10^{-8} \end{pmatrix}$$

$H1(P1) := A_1 + B_1 \cdot P1 + C_1 \cdot P1^2 + D_1 \cdot P1^3$ MBTU / h

$H2(P2) := A_2 + B_2 \cdot P2 + C_2 \cdot P2^2 + D_2 \cdot P2^3$ MBTU / h

$H3(P3) := A_3 + B_3 \cdot P3 + C_3 \cdot P3^2 + D_3 \cdot P3^3$ MBTU / h

Costo del combustible $f := 1$ dolares / MBTU

Costo de operacion:

$F1(P1) := H1(P1) \cdot f \qquad F2(P2) := H2(P2) \cdot f \qquad F3(P3) := H3(P3) \cdot f$

Limites de Operacion:

$320 \le P_1 \le 800 \qquad 300 \le P_2 \le 1200 \qquad 275 \le P_3 \le 1100$

Demanda total: $P_d := 2500$

---

1 - Se propone un valor inicial de λ : $\lambda := 8$

2 - CALCULAR las potencias de generacion para el λ inicial: $i := 0..2$

Los costos incrementales son:

$CI1(P1) := B_1 + 2 \cdot P1 \cdot C_1 + 3 \cdot D_1 \cdot P1^2 \qquad CI1(320) = 7.609 \qquad CI1(800) = 8.743$

$CI2(P2) := B_2 + 2 \cdot P2 \cdot C_2 + 3 \cdot D_2 \cdot P2^2 \qquad CI2(300) = 7.511 \qquad CI2(1200) = 9.1$

$CI3(P3) := B_3 + 2 \cdot P3 \cdot C_3 + 3 \cdot D_3 \cdot P3^2 \qquad CI3(275) = 7.126 \qquad CI3(1100) = 9.181$

$$CI := \begin{pmatrix} 7.609 \\ 7.511 \\ 7.126 \end{pmatrix} \quad CCI := \begin{pmatrix} 8.743 \\ 9.1 \\ 9.181 \end{pmatrix} \quad P := \begin{pmatrix} 320 \\ 300 \\ 275 \end{pmatrix} \quad PP := \begin{pmatrix} 800 \\ 1200 \\ 1100 \end{pmatrix}$$

3-3

Igualando los costos incrementales al λ se pueden calcular las cargas correspondientes

$$P(\lambda) := \left| \begin{array}{l} \text{for } i \in 1..3 \\ \quad \left| \begin{array}{l} MW_i \leftarrow P_i \text{ if } \lambda \le CI_i \\ MW_i \leftarrow PP_1 \text{ if } \lambda \ge CCI_i \\ \text{otherwise} \\ \quad \left| \begin{array}{l} x \leftarrow 400 \\ a \leftarrow \mathrm{root}\left[\left(B_i + 2\cdot C_i\cdot x\right) + 3\cdot D_i\cdot (x)^2 - \lambda, x\right] \\ MW_i \leftarrow a \end{array} \right. \end{array} \right. \\ MW \end{array} \right.$$

$$P(8) = \begin{pmatrix} 494.252 \\ 596.56 \\ 645.912 \end{pmatrix} \qquad \begin{pmatrix} P1 \\ P2 \\ P3 \end{pmatrix} := P(\lambda) \quad \varepsilon(\lambda) := P1 + P2 + P3 - P_d \qquad \varepsilon(8) = -763.275$$

Como la generacion es escasa, y estamos en la primer iteracion, vamos a incrementar λ en 10%

$$\lambda := 8.8 \qquad P(8.8) = \begin{pmatrix} 800 \\ 1.043 \times 10^3 \\ 958.584 \end{pmatrix} \quad \begin{pmatrix} P1 \\ P2 \\ P3 \end{pmatrix} := P(\lambda) \qquad \varepsilon(\lambda) := P1 + P2 + P3 - P_d \qquad \varepsilon(8.8) = 301.555$$

Notar que el ε cambio de signo.Ahora en la segunda iteracion ajustamos λ en forma lineal :

$$\frac{8.8 - 8}{301 + 763}\cdot 763 = 0.574 \qquad\qquad \lambda := 8.57$$

$$\lambda := 8.57 \quad P(8.57) = \begin{pmatrix} 731.475 \\ 918.981 \\ 871.065 \end{pmatrix} \quad \begin{pmatrix} P1 \\ P2 \\ P3 \end{pmatrix} := P(\lambda) \qquad \varepsilon(\lambda) := P1 + P2 + P3 - P_d \qquad \varepsilon(8.57) = 21.521$$

En la tercer iteracion volvemos a ajustar λ en forma lineal:

$$\frac{8.57 - 8}{763 + 21.5}\cdot 763 = 0.554 \qquad \text{O sea} \qquad \lambda := 8.554$$

$$P(8.554) = \begin{pmatrix} 725.052 \\ 910.234 \\ 864.911 \end{pmatrix} \quad \begin{pmatrix} P1 \\ P2 \\ P3 \end{pmatrix} := P(\lambda) \qquad \varepsilon(\lambda) := P1 + P2 + P3 - P_d \qquad \varepsilon(8.554) = 0.197$$

El error es minimo por lo cual el despacho economico es :

P1 = 725 P2 = 910 P3 = 865 Costo incremental = 8.55

Despacho Economico
Optimizacion por el Metodo de NEWTON
Teoria

Las funciones de Costo son: $F1(P1)$ $F2(P2)$ $F3(P3)$

Consideremos la funcion de LAGRANGE

$$\Gamma(P1,P2,P3,\lambda) := F1(P1) + F2(P2) + F3(P3) + \lambda \cdot (Pd - P1 - P2 - P3)$$

El gradiente de esta funcion es el vector:
$$grad\_\Gamma := \begin{pmatrix} \frac{d}{dP1}\Gamma \\ \frac{d}{dP2}\Gamma \\ \frac{d}{dP3}\Gamma \\ \frac{d}{d\lambda}\Gamma \end{pmatrix}$$

O sea:
$$grad\_\Gamma := \begin{pmatrix} \frac{d}{dP1}F1 \\ \frac{d}{dP2}F2 \\ \frac{d}{dP3}F3 \\ Pd - P1 - P2 - P3 \end{pmatrix}$$

El JACOBIANO de esta funcion vectotial, (O sea el Jacobiano del grad_Γ) es:

$$Jac\_grad\_\Gamma = \begin{pmatrix} \frac{d^2}{dP1^2}F1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & \frac{d^2}{dP2^2}F2 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & \frac{d^2}{dP3^2}F3 & -1 \\ -1 & -1 & -1 & 0 \end{pmatrix}$$

Esta matrix se llama el HESSIANO de la funcion Γ.
O sea el jacobiano del gradiente de la funcion Γ

Si a la funcion vectorial grad_Γ la llamamos g(x), donde x es el vector de variables independientes, podemos escribir el primer termino del desarrollo de Taylor:

$$g(x + \Delta x) = g(x) + Jacobiano\_g(x) \cdot \Delta x$$

donde: $$\text{Jacobiano\_g}(x) = \begin{pmatrix} \frac{d}{dx1}g1(x) & \frac{d}{dx2}g1(x) & \blacksquare \\ \frac{d}{dx1}g2(x) & \frac{d}{dx2}g2(x) & \blacksquare \\ \frac{d}{dx3}g3(x) & \blacksquare & \blacksquare \end{pmatrix}$$

La optimizacion de Γ consiste en encontrar el Δx para el cual $g(x+\Delta x)=0$
O sea donde el $\text{grad\_}\Gamma(x+\Delta x)=0$

O sea $$g(x) + \text{Jacobiano\_g}(x) \cdot \Delta x = 0$$

$$\Delta x = -g(x) \cdot \text{Jacobiano\_g}(x)^{-1}$$

O sea: $$\begin{pmatrix} \Delta P1 \\ \Delta P2 \\ \Delta P3 \\ \Delta\lambda \end{pmatrix} = -\text{grad\_}\Gamma \cdot (\text{Hessiano\_}\Gamma)^{-1}$$

El metodo de optimizacion de Newton calcula el Δx por medio de la ecuacion anterior.

RDM -

2-6

Despacho Economico - Usando el metodo de Newton. Ejemplo 3G -
(Iguales datos usados en los ejemplos anteriores)

$$\mathbf{F1}(\mathbf{P1}) := 561 + 7.92\cdot\mathbf{P1} + .001562\cdot\mathbf{P1}^2$$

$$\mathbf{Pd} := 800$$

$$\mathbf{F2}(\mathbf{P2}) := 310 + 7.85\cdot\mathbf{P2} + .00194\cdot\mathbf{P2}^2$$

$$\mathbf{F3}(\mathbf{P3}) := 78 + 7.97\cdot\mathbf{P3} + .00482\cdot\mathbf{P3}^2$$

Los costos incrementales son:

$$\mathbf{CI1}(\mathbf{P1}) := 7.92 + .003124\cdot\mathbf{P1}$$

$$\mathbf{CI2}(\mathbf{P2}) := 7.85 + .00388\cdot\mathbf{P2}$$

$$\mathbf{CI3}(\mathbf{P3}) := 7.97 + .00964\cdot\mathbf{P3}$$

Las variables independientes son P1 , P2 , P3 y λ, con la demanda Pd = 800

El costo de Operacion es: $\mathbf{C}(\mathbf{P1},\mathbf{P2},\mathbf{P3}) := \mathbf{F1}(\mathbf{P1}) + \mathbf{F2}(\mathbf{P2}) + \mathbf{F3}(\mathbf{P3})$

La funcion de Lagrange es:

$$\Gamma(\mathbf{P1},\mathbf{P2},\mathbf{P3},\lambda) := (\mathbf{F1}(\mathbf{P1}) + \mathbf{F2}(\mathbf{P2})) + \mathbf{F3}(\mathbf{P3}) + \lambda\cdot(\mathbf{Pd} - \mathbf{P1} - \mathbf{P2} - \mathbf{P3})$$

El gradiente de la funcion de Lagrange es:

$$\mathbf{grad\_}\Gamma(\mathbf{P1},\mathbf{P2},\mathbf{P3},\lambda) := \left(\mathbf{CI1}(\mathbf{P1}) - \lambda \quad \mathbf{CI2}(\mathbf{P2}) - \lambda \quad \mathbf{CI3}(\mathbf{P3}) - \lambda \quad \mathbf{Pd} - \mathbf{P1} - \mathbf{P2} - \mathbf{P3}\right)^{\mathbf{T}}$$

La matrix Hessiana de la funcion de Lagrange es constante para este tipo de funcion cuadratica de costo, lo cual es ventajoso para la interacion, puesto que la inversion de la matrix se efectua una sola vez en tiempo real.

$$\mathbf{hess\_\Gamma(P1, P2, P3)} := \begin{pmatrix} \frac{d^2}{dP1^2}F1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & \frac{d^2}{dP2^2}F2 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & \frac{d^2}{dP3^2}F3 & -1 \\ -1 & -1 & -1 & 0 \end{pmatrix}$$

$\frac{d^2}{dP1^2}F1(P1) \rightarrow 3.124 \cdot 10^{-3}$ $\frac{d^2}{dP2^2}F2(P2) \rightarrow 3.88 \cdot 10^{-3}$ $\frac{d^2}{dP3^2}F3(P3) \rightarrow 9.64 \cdot 10^{-3}$

$$\mathbf{hess\_\Gamma(P1, P2, P3)} := \begin{pmatrix} .003124 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & .00388 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & .00964 & -1 \\ -1 & -1 & -1 & 0 \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} .003124 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & .00388 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & .00964 & -1 \\ -1 & -1 & -1 & 0 \end{pmatrix}^{-1} = \begin{pmatrix} 169.765 & -121.045 & -48.719 & -0.47 \\ -121.045 & 160.272 & -39.227 & -0.378 \\ -48.719 & -39.227 & 87.946 & -0.152 \\ -0.47 & -0.378 & -0.152 & -1.467 \times 10^{-3} \end{pmatrix}$$

Definiendo $\mathbf{x} := \begin{pmatrix} P1 \\ P2 \\ P3 \\ \lambda \end{pmatrix}$ a partir de un punto inicial $\begin{pmatrix} P1 \\ P2 \\ P3 \\ \lambda \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} 300 \\ 200 \\ 300 \\ 0 \end{pmatrix}$

El gradiente de la funcion de Lagrange para el punto inicial mencionado antes es:

$$\mathbf{grad\_\Gamma(P1, P2, P3, \lambda)} = \begin{pmatrix} 8.857 \\ 8.626 \\ 10.862 \\ 0 \end{pmatrix}$$

La correccion de Newton es:

$$\mathbf{\Delta x} := -\begin{pmatrix} 169.765 & -121.045 & -48.719 & -0.47 \\ -121.045 & 160.272 & -39.227 & -0.378 \\ -48.719 & -39.227 & 87.946 & -0.152 \\ -0.47 & -0.378 & -0.152 & -1.467\cdot 10^{-3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 8.857 \\ 8.626 \\ 10.862 \\ 0 \end{pmatrix} \qquad \mathbf{\Delta x} = \begin{pmatrix} 69.711 \\ 115.673 \\ -185.393 \\ 9.074 \end{pmatrix}$$

El nuevo punto es: $\mathbf{x} + \mathbf{\Delta x} = \begin{pmatrix} 369.711 \\ 315.673 \\ 114.607 \\ 9.074 \end{pmatrix}$

Ya da la solucion con una sola iteracion. Sin embargo esto no se sabe hasta haber hecho una segunda iteracion:

El gradiente de la funcion de Lagrange para el nuevo punto $\begin{pmatrix} \mathbf{P1} \\ \mathbf{P2} \\ \mathbf{P3} \\ \lambda \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} 369.711 \\ 315.673 \\ 114.607 \\ 9.074 \end{pmatrix}$

$$\mathbf{grad\_}\Gamma(\mathbf{P1}, \mathbf{P2}, \mathbf{P3}, \lambda) = \begin{pmatrix} 9.772 \times 10^{-4} \\ 8.112 \times 10^{-4} \\ 8.115 \times 10^{-4} \\ 9 \times 10^{-3} \end{pmatrix}$$

$$\mathbf{x} := \begin{pmatrix} 369.711 \\ 315.673 \\ 114.607 \\ 9.074 \end{pmatrix}$$

$$\mathbf{\Delta x} := -\begin{pmatrix} 169.765 & -121.045 & -48.719 & -0.47 \\ -121.045 & 160.272 & -39.227 & -0.378 \\ -48.719 & -39.227 & 87.946 & -0.152 \\ -0.47 & -0.378 & -0.152 & -1.467\cdot 10^{-3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 9.772\cdot 10^{-4} \\ 8.112\cdot 10^{-4} \\ 8.115\cdot 10^{-4} \\ 9\cdot 10^{-3} \end{pmatrix} \quad \mathbf{\Delta x} = \begin{pmatrix} -0.024 \\ 0.024 \\ 9.429 \times 10^{-3} \\ 9.025 \times 10^{-4} \end{pmatrix}$$

La correccion es insignificante.

El nuevo punto es: $\mathbf{x} + \mathbf{\Delta x} = \begin{pmatrix} 369.687 \\ 315.697 \\ 114.616 \\ 9.075 \end{pmatrix}$

Despacho Economico usando el metodo del GRADIENTE REDUCIDO --
Ejemplo 3F (Iguales datos usados en los ejemplos anteriores)

Este metodo efectua la correccion del vector GENERACION usando el gradiente de la funcion de costo de Operacion. Para mejorar el balance de potencia, el mismo se incluye en la funcion de costo haciendo que una de las generaciones sea la necesaria para cumplir el balance de potencia: $P = Pd - \Sigma Pi$

$Pd := 800$

$F1(P1) := 561 + 7.92 \cdot P1 + .001562 \cdot P1^2$

$F2(P2) := 310 + 7.85 \cdot P2 + .00194 \cdot P2^2$

$F3(P3) := 78 + 7.97 \cdot P3 + .00482 \cdot P3^2$

Los costos incrementales son: $CI1(P1) := 7.92 + .003124 \cdot P1$

$CI2(P2) := 7.85 + .00388 \cdot P2$ $CI3(P3) := 7.97 + .00964 \cdot P3$

Las variables independientes son P1 y P2 ya que P3 = Pd-P1-P2 $\quad Pd := 800$

El costo de Operacion es:

$$C(P1,P2) := F1(P1) + F2(P2) + F3(Pd - P1 - P2) \qquad P3(P1,P2) := Pd - P1 - P2$$

$$grad\_cost(P1,P2) := \begin{pmatrix} CI1(P1) - CI3(P3) \\ CI2(P2) - CI3(P3) \end{pmatrix}$$

con

$$CI1(P1) - CI3(P3) \rightarrow -(5.\cdot 10^{-2}) + 3.124\cdot 10^{-3}\cdot P1 - 9.64\cdot 10^{-3}\cdot y$$

$$CI2(P2) - CI3(P3) \rightarrow -.12 + 3.88\cdot 10^{-3}\cdot P2 - 9.64\cdot 10^{-3}\cdot y$$

$$0.05 + .003124\cdot P1 - .00964\cdot(800 - P1 - P2) \rightarrow -7.66200 + 1.2764\cdot 10^{-2}\cdot P1 + 9.64\cdot 10^{-3}\cdot P$$

$$.12 + .00388\cdot P2 - .00964(800 - P1 - P2) \rightarrow -7.59200 + 1.352\cdot 10^{-2}\cdot P2 + 9.64\cdot 10^{-3}\cdot P1$$

$$grad\_cost(P1,P2) := \begin{pmatrix} -7.662 + .012764\cdot P1 + .00964\cdot P2 \\ -7.592 + .01352\cdot P2 + .00964\cdot P1 \end{pmatrix} \qquad \alpha := 20$$

$$y(P1,P2) := \left| \begin{array}{l} u \leftarrow P1 \\ v \leftarrow P2 \\ grad\_cost \leftarrow \begin{pmatrix} -7.662 + .012764\cdot u + .00964\cdot v \\ -7.592 + .01352\cdot v + .00964\cdot u \end{pmatrix} \\ y \leftarrow \begin{pmatrix} u \\ v \end{pmatrix} - \alpha\cdot grad\_cost \end{array} \right.$$

$$
\text{final}(n) := \left|
\begin{array}{l}
r \leftarrow 300 \\
s \leftarrow 200 \\
\text{for } i \in 1..(n-1) \\
\quad \left|
\begin{array}{l}
z \leftarrow y(r,s) \\
a \leftarrow Pd - r - s \\
b \leftarrow C(r,s) \\
x \leftarrow \begin{pmatrix} a \\ b \end{pmatrix} \\
w \leftarrow \text{stack}(z,x) \\
A^{\langle i \rangle} \leftarrow w \\
r \leftarrow \left(A^{\langle i \rangle}\right)_0 \\
s \leftarrow \left(A^{\langle i \rangle}\right)_1
\end{array}
\right. \\
A
\end{array}
\right.
$$

$$M := \text{final}(15)$$

$M^T =$

	P1	P2	P3	Costo
	0	1	2	3
0	0	0	0	0
1	338.096	239.92	300	$7.938 \cdot 10^3$
2	358.77	261.701	221.984	$7.807 \cdot 10^3$
3	369.968	273.606	179.529	$7.765 \cdot 10^3$
4	376.011	280.133	156.427	$7.751 \cdot 10^3$
5	379.253	283.73	143.856	$7.745 \cdot 10^3$
6	380.974	285.73	137.017	$7.743 \cdot 10^3$
7	381.87	286.856	133.296	$7.742 \cdot 10^3$
8	382.321	287.506	131.273	$7.742 \cdot 10^3$
9	382.531	287.893	130.173	$7.742 \cdot 10^3$
10	382.613	288.135	129.576	$7.742 \cdot 10^3$
11	382.627	288.295	129.253	$7.742 \cdot 10^3$
12	382.607	288.41	129.078	$7.742 \cdot 10^3$
13	382.569	288.497	128.984	$7.741 \cdot 10^3$

Hay buena convergencia y no hay oscilacion .

Despacho Economico - - Metodo del GRADIENTE - -

Ejemplo 3E

Sea f(**x**) una funcion escalar del vector **x** de **n** variables. Esta es la funcion que se quiere optimizar. El gradiende es un vector que mueve el estado **x** en el sentido del maximo ascenso. Cambiando el signo al gradiente, nos dirije en la direccion del maximo descenso (Optimizar).

x1 = x0 - grad (f) . α

El escalar α se elige por experiencia para obtener una convergencia rapida sin oscilaciones. La funcion que se desea optimizar, es la funcion de LAGRANGE.

$$Lagr = \Sigma\, Fi(Pi) + \lambda \, . \, (Pd - \Sigma\, Pi)$$

$$grad\,(\,Lagr\,) = \begin{bmatrix} der\ Lagr / P1 \\ \ldots \\ der\ Lagr / Pn \\ der\ Lagr / \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} der\ F1/P1 - \lambda \\ \ldots \\ der\ Fn/Pn - \lambda \\ Pd - \Sigma\, Pi \end{bmatrix}$$

con: $$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} P1 \\ \cdot\ \cdot \\ Pn \\ \lambda \end{bmatrix}$$

Este metodo no verifica el balance de carga. Como se vera, no conduce a una solucion correcta.

Ejemplo 3E

$$F1(P1) := 561 + 7.92 \cdot P1 + .001562 \cdot (P1)^2 \qquad P_d := 800$$

$$F2(P2) := 310 + 7.85 \cdot P2 + .00194 \cdot (P2)^2$$

$$F3(P3) := 78 + 7.97 \cdot P3 + .00482 \cdot (P3)^2$$

$$C(P1,P2,P3) := F1(P1) + F2(P2) + F3(P3)$$

Los costos incrementales son:

$$\frac{d}{dP1}F1(P1) \rightarrow 7.92 + 3.124\cdot 10^{-3}\cdot P1 \qquad CI1(P1) := 7.92 + .003124\cdot P1$$

$$\frac{d}{dP2}F2(P2) \rightarrow 7.85 + 3.88\cdot 10^{-3}\cdot P2 \qquad CI2(P2) := 7.85 + .00388\cdot P2$$

$$\frac{d}{dP3}F3(P3) \rightarrow 7.97 + 9.64\cdot 10^{-3}\cdot P3 \qquad CI3(P3) := 7.97 + .00964\cdot P3$$

La solucion de despacho economico por medio del gradiente consiste en:

1 - DEFINIR posicion inicial con generacion que cumpla balance de generacion total y demanda : y con λ igual al promedio de los λs correspondientes.

$$x0 := \begin{pmatrix} 300 \\ 200 \\ 300 \\ \lambda 0 \end{pmatrix} \qquad \lambda 0 := \frac{CI1(300) + CI2(200) + CI3(300)}{3} \qquad \lambda 0 = 9.448$$

$$x0 = \begin{pmatrix} 300 \\ 200 \\ 300 \\ 9.448 \end{pmatrix}$$

2 - CALCULAR el gradiente de la funcion de LAGRANGE. Moviendo el vector **x0** en el sentido contrario al gradiente un porcentaje α se encuentra la solucion corregida **x1**

$$grad\_Lagr := \begin{pmatrix} CI1(300) - 9.448 \\ CI2(200) - 9.448 \\ CI3(300) - 9.448 \\ 0 \end{pmatrix} \qquad grad\_Lagr = \begin{pmatrix} -0.591 \\ -0.822 \\ 1.414 \\ 0 \end{pmatrix}$$

con $\alpha := 100\%$

$$x1 := x0 - \alpha\cdot grad\_Lagr \qquad x1 = \begin{pmatrix} 300.591 \\ 200.822 \\ 298.586 \\ 9.448 \end{pmatrix}$$

3 - CONTINUAR ITERANDO hasta convergencia.
Para hacerlo en forma automatica planteamos la siguiente programacion:

$$y(P1,P2,P3,\lambda) := \left| \begin{array}{l} x \leftarrow \begin{pmatrix} P1 \\ P2 \\ P3 \\ \lambda \end{pmatrix} \\ grad\_Lagr \leftarrow \begin{pmatrix} CI1(P1) - \lambda \\ CI2(P2) - \lambda \\ CI3(P3) - \lambda \\ P_d - P1 - P2 - P3 \end{pmatrix} \\ y \leftarrow x - \alpha \cdot grad\_Lagr \end{array} \right.$$

$$final(n) := \left| \begin{array}{l} r \leftarrow 300 \\ s \leftarrow 200 \\ t \leftarrow 300 \\ \lambda \leftarrow 9.448 \\ \text{for } i \in 1..(n-1) \\ \quad \left| \begin{array}{l} z \leftarrow y(r,s,t,\lambda) \\ a \leftarrow r + s + t \\ b \leftarrow C(r,s,t) \\ x \leftarrow \begin{pmatrix} a \\ b \end{pmatrix} \\ w \leftarrow stack(z,x) \\ A^{\langle i \rangle} \leftarrow w \\ r \leftarrow \left(A^{\langle i \rangle}\right)_0 \\ s \leftarrow \left(A^{\langle i \rangle}\right)_1 \\ t \leftarrow \left(A^{\langle i \rangle}\right)_2 \\ \lambda \leftarrow \left(A^{\langle i \rangle}\right)_3 \end{array} \right. \\ A \end{array} \right.$$

Editando el resultado para 10 iteraciones:

$$M := final(10)$$

$$M^{\langle 0 \rangle} := \begin{pmatrix} 300 \\ 200 \\ 300 \\ 9.4484 \\ 800 \\ 7938 \end{pmatrix}$$

	P1	P2	P3	λ	Pd	Costo
	0	1	2	3	4	5
0	300	200	300	9.448	800	$7.938\cdot10^3$
1	300.591	200.822	298.586	9.448	800	$7.938\cdot10^3$
2	301.18	201.641	297.186	9.447	799.999	$7.935\cdot10^3$
3	301.766	202.455	295.798	9.453	800.006	$7.932\cdot10^3$
4	302.356	203.273	294.429	9.471	800.018	$7.929\cdot10^3$
5	302.963	204.105	293.092	9.529	800.058	$7.927\cdot10^3$
6	303.626	204.993	291.826	9.69	800.161	$7.925\cdot10^3$
7	304.447	206.037	290.733	10.134	800.444	$7.925\cdot10^3$
8	305.71	207.522	290.094	11.351	801.217	$7.929\cdot10^3$
9	308.186	210.218	290.679	14.677	803.326	$7.946\cdot10^3$

$M^T =$ (table above)

No da un buen resultado. Si bien al principio parece converger, al final se desvia del balence de potencia y el costo por supuesto aumenta.

DESPACHO ECONOMICO
CON ESTIMACION DE PERDIDIAS EN LA RED

El costo de operacion se calcula como la suma de los costos de combustible consumido por cada unidad generadora. Cada uno de estos costos, son una funcion dependiente de la potencia generada por cada unidad.

$i = (1 .. N)$

El costo de combustible para cada unidad i depende de la potencia Pi dada por dicha unidad

$$Fi\,(Pi) = a_i + b_i \cdot Pi + c_i \cdot (Pi)^2$$

El costo total que hay que minimizar es:

$$FT = \sum_{i=1}^{N} Fi\,(Pi)$$

sujeto al balance de potencias en la red

$$\phi = P_c + P_{perd} \quad P_1 + \blacksquare .. \blacksquare + P_N \; - \sum_{i=1}^{N} P_i = 0$$

La ecuacion de LAGRANGE que combina la funcion a optimizar y la de balance es:

$$\Gamma = F_T + \lambda \cdot \phi$$

Minimizando Γ : Las variables independientes son P_i (un total de N.)

(Sin embargo la ecuacion ϕ reduce a N-1 el numero de estas variables)

Se pueden escribir N ecuaciones igualando a cero las derivadas parciales

$$\frac{d}{dP_i}\Gamma = \frac{d}{dP_i}F_i + \lambda \cdot \frac{d}{dP_i}P_{Perd} - 1 = 0$$

O sea: $$\frac{1}{1 - \frac{d}{dP_i}P_{Perd}} \cdot \left[\frac{d}{dP_i}F_i \quad P_i\right] = \lambda$$

El primer factor es llamado "Factor de penalizacion de la barra i" : $$pf_i = \frac{i}{1 - \frac{d}{dP_i}P_{Perd}}$$

O sea que la distribucion de las cargas requiere que el "costo incremental de la barra generadora i " multiplicado por el "factor de penalizacion de la barra i" sea, para todas las barras generadoras, igual a un λ

El termino : $\frac{d}{dP_i} P_{Perd} = Perd\_Incr_i$ se denomina la Perdida Incremental de la barra generadora i

Una forma muy utilizada para calcular la funcion de perdidas de una red es la basada en la matriz de perdidas B. Esta matriz es cuadrada de dimension N. Es determinada por los parametros de la red.

La funcion de perdidas esta dada por la ecuacion matricial:

$$P_{Perd}\left(P_1 .. P_N\right) = P^T \cdot B \cdot P + B_0^{\ T} \cdot P + B_{00}$$

donde $P = \begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_N \end{bmatrix}$ es el vector de generaciones

B es la matriz de perdidas de la red

B_0 es un vector fijado por la red. ; B_{00} es una constante fijada por la red

Pasando esta ecuacion a forma algebraica

$$P_{Perd} = \sum_i \sum_j P_i \cdot B_{i,j} \cdot P_j + \sum_i B_{i,0} \cdot P_i + B_{00}$$

Las derivadas parciales son:

$$\frac{d}{dP_i} P_{Perd} = 2 \cdot \sum_j B_{i,j} \cdot P_j + B_{i,0}$$

El factor de penalizacion de la barra generadora i es :

$$pf_i = \frac{1}{1 - 2 \sum_j B_{i,j} \cdot P_j - B_{i,0}}$$

En el desarrollo anterior cuando se toman las derivadas parciales se hace una suposicion en forma implicita. Solo se varia Pi (una de las generaciones). Las otras quedan constantes. Esto asume implicitamente que las cargas se ajustan correspondientemente para que la ecuacion de balance se cumpla.

Hay otra forma de considerar este problema. Este es el de asumir que el balance es realizado por el generador de referencia. Las cargas quedan fijas.

$$\Delta P_{Ref} = -\Delta P_i + \Delta P_{Perd}$$

llamando $\beta_i = \dfrac{-\Delta P_{Ref}}{\Delta P_i} = \dfrac{\Delta P_i - \Delta P_{Perd}}{\Delta P_i}$ o sea: $\beta_i = 1 - \dfrac{d}{dP_i} P_{Ref}$

$-\Delta P_{Ref} = \beta_i \cdot \Delta P_i$ O sea definimos un nuevo pen. factor $ppff_i = \dfrac{1}{1 - \dfrac{d}{dP_i} P_{Ref}} = \dfrac{1}{\beta_i}$

Volviendo a la minimizacion de costos, las ecuaciones de las derivadas parciales del costo total son :

$$\frac{d}{dP_i} F_i + \frac{d}{dP_{Ref}} F_{Ref} \cdot \frac{d}{dP_i} P_{Ref} = 0$$

Pero como $\dfrac{d}{dP_i} P_{Ref} = -\beta_i$

Se tiene $\dfrac{1}{\beta_i} \cdot \dfrac{d}{dP_i} F_i = \dfrac{d}{dP_{Ref}} F_{Ref}$ Osea $ppff_i \cdot \dfrac{d}{dP_i} F_i = \dfrac{d}{dP_{Ref}} F_{Ref}$.

La regla economica es equivalente a la obtenida por la ecuacion de LAGRANGE:

Todos los Generadores estan suministrando la generacion mas economica cuando un pequeno intercambio ΔPi de potencia entre la barra i y la barra de referencia no produce ningun cambio en
el costro de produccion.

DESPACHO ECONOMICO CON PERDIDAS

Costo incremental de Unidades (2)

$$CI1(P_1) := 7.92 + 0.003124 \cdot P_1$$

$$CI2(P_2) := 7.85 + 0.00388 \cdot P_2$$

$$CI3(P_3) := 7.97 + 0.00964 \cdot P_3$$

Formula de Perdidas en la Red (1)

$$PR(P_1, P_2, P_3) := .00003 \cdot P_1^2 + .00009 \cdot P_2^2 + .00012 \cdot P_3^2$$

Cargas en la red (pronostico)

$$CR := 850$$

Los Costos Incrementales de los generadores son funciones (2) dadas por los fabricantes

Las Perdidas Incrementales de la Red respecto a las generaciones, son por definicion:

$$\frac{d}{dP_1} PR(P_1, P_2, P_3) \rightarrow 6. \cdot 10^{-5} \cdot P_1$$

$$\frac{d}{dP_2} PR(P_1, P_2, P_3) \rightarrow 1.8 \cdot 10^{-4} \cdot P_2$$

$$\frac{d}{dP_3} PR(P_1, P_2, P_3) \rightarrow 2.4 \cdot 10^{-4} \cdot P_3$$

O sea:

$$PIR1(P_1) := 0.00006 \cdot P_1$$

$$PIR2(P_2) := 0.00018 \cdot P_2$$

$$PIR3(P_3) := 0.00024 \cdot P_3$$

Las ecuaciones de Optimizacion de Lagrange son:

$$CI1(P_1) = \lambda \cdot \left(1 - \frac{d}{dP_1} PR(P_1, P_2, P_3)\right)$$

$$CI2(P_2) = \lambda \cdot \left(1 - \frac{d}{dP_2} PR(P_1, P_2, P_3)\right)$$

$$CI3(P_3) = \lambda \cdot \left(1 - \frac{d}{dP_3} PR(P_1, P_2, P_3)\right)$$

$$(P_1 + P_2 + P_3) = CR + PR(P_1, P_2, P_3)$$

En general estas son ecuaciones no lineales que pueden ser resueltas por iteracion :
Se propone el siguiente proceso de iteracion:

Se computan los lados derechos de las ecuaciones con los valores iniciales o anteriores de P1,P2,P3 y λ. Los lados izquierdos se escriben dejando estas variables como incognitas. Ahora se obtiene un sistema lineal. Asi se obtienen las variables para entrar nuevamente en la iteracion. La iteracion termina cuando converge. O sea:

1 - ASIGNAR valores iniciales a las generaciones (que cumplan con el pronostico)

$$P_1 := 400 \qquad P_2 := 300 \qquad P_3 := 150$$

Determinamos el λ como promedio de los costos incrementales:

$$\lambda := \frac{CI1(P_1) + CI2(P_2) + CI3(P_3)}{3} \qquad \lambda = 9.2$$

2 - COMPUTAR perdidas totales de la red usando formula (1) y los valores iniciales de generacion:

$$PR(400,300,150) = 15.6$$

COMPUTAR las perdidas incrementales de la red, con respecto a cada generador, para los valores iniciales de generacion:

$$PIR1(400) = 0.024 \qquad PIR2(300) = 0.054 \qquad PIR3(150) = 0.036$$

PLANTEAR y RESOLVER las ecuaciones de optimizacion

Valores iniciales: $P_1 := 400 \qquad P_2 := 300 \qquad P_3 := 150 \qquad \lambda := 9.2$

Given

$$7.92 + 0.003124 \cdot P_1 = \lambda \cdot (1 - 0.024)$$

$$7.85 + 0.00388 \cdot P_2 = \lambda \cdot (1 - 0.054)$$

$$7.97 + 0.00964 \cdot P_3 = \lambda \cdot (1 - 0.036)$$

$$P_1 + P_2 + P_3 - 850 - 15.6 = 0$$

$$\mathrm{Find}(\lambda, P_1, P_2, P_3) = \begin{pmatrix} 9.525 \\ 440.655 \\ 299.188 \\ 125.758 \end{pmatrix} \qquad \text{O sea} \qquad \begin{pmatrix} \lambda \\ P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} 9.525 \\ 440.655 \\ 299.188 \\ 125.758 \end{pmatrix}$$

Hicimos un ciclo de iteracion.

Hagamos un segundo ciclo de iteracion: $P_1 = 440.655$ $= 299.188$ $= 125.758$ $\lambda = 9.525$

$\mathrm{PIR1}(440.655) = 0.026$ $\mathrm{PIR2}(299.188) = 0.054$ $\mathrm{PIR3}(125.759) = 0.03$

$\mathrm{PR}(440.655, 299.188, 125.758) = 15.779$

Given

$$7.92 + 0.003124 \cdot P_1 = \lambda \cdot (1 - 0.026)$$

$$7.85 + 0.00388 \cdot P_2 = \lambda \cdot (1 - 0.054)$$

$$7.97 + 0.00964 \cdot P_3 = \lambda \cdot (1 - 0.03)$$

$$P_1 + P_2 + P_3 - 850 - 15.779 = 0$$

$$\mathrm{Find}(\lambda, P_1, P_2, P_3) = \begin{pmatrix} 9.526 \\ 434.722 \\ 299.317 \\ 131.74 \end{pmatrix}$$

O sea

$$\begin{pmatrix} \lambda \\ P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} 9.526 \\ 434.722 \\ 299.317 \\ 131.74 \end{pmatrix}$$

Todavia no se puede verificar la calidad de este metodo.Tendriamos que automatizar la iteracion para ver si oscila o converge.
Veremos otros metodos que son mas recomentados.

Despacho Economico - - Programacion dinamica. - - Aplicable a casos de curva no suave.

Datos de Operacion para 7 niveles de potencia. Costos de 10000 $/hr indica que la unidad esta fuera de su limite de operacion.

$$M := \begin{array}{ccccc} n & P & F1 & F2 & F3 \end{array}$$

$$M := \begin{pmatrix} 1 & 50 & 810 & 750 & 806 \\ 2 & 75 & 1355 & 1155 & 1108.5 \\ 3 & 100 & 1460 & 1360 & 1411 \\ 4 & 125 & 1772.5 & 1655 & 1170.5 \\ 5 & 150 & 2085 & 1950 & 1998 \\ 6 & 175 & 2427.5 & 10000 & 2358 \\ 7 & 200 & 2760 & 10000 & 1000 \end{pmatrix}$$

$n := 1 .. 7$

Primero se combinan dos unidades por ejemplo la 1 y la 2. La escala de niveles a cubrir es desde MIN1+ MIN2 = 100 a MAX1+MAX2 = 350
Para cada nivel de potencia se forman todas las combinaciones posibles y se selecciona el par mas economico.
Por ejemplo para el nivel P12 = 200 se pueden formar las siguientes combinaciones:

P1	P2	Costo combinado
150	50	2085+750=2835
125	75	1772.5+1155=2927.5
100	100	1460+1360=2820
75 -	125	1355+1655=3010
50 -	150	810+1950=2760

La distribucion mas economica es la ultima 50 150 con un costo de 2760

Los niveles de generacion de las unidades 1 y 2 son:

$n1 := 0..6$ $\qquad P1_{n1} := 50 + n1 \cdot 25$ $\qquad C1_{n1} := \left(M^{\langle 2 \rangle}\right)_{n1}$

$$C1 = \begin{pmatrix} 810 \\ 1.355 \times 10^3 \\ 1.46 \times 10^3 \\ 1.772 \times 10^3 \\ 2.085 \times 10^3 \\ 2.428 \times 10^3 \\ 2.76 \times 10^3 \end{pmatrix} \qquad n1 = \begin{array}{|c|} \hline 0 \\ \hline 1 \\ \hline 2 \\ \hline 3 \\ \hline 4 \\ \hline 5 \\ \hline 6 \\ \hline \end{array} \qquad P1 = \begin{pmatrix} 50 \\ 75 \\ 100 \\ 125 \\ 150 \\ 175 \\ 200 \end{pmatrix}$$

$n2 := 0..4$ $\qquad P2_{n2} := 50 + n2 \cdot 25$

$C2_{n2} := \left(M^{\langle 3 \rangle}\right)_{n2}$

$$n2 = \begin{array}{|c|} \hline 0 \\ \hline 1 \\ \hline 2 \\ \hline 3 \\ \hline 4 \\ \hline \end{array} \qquad P2 = \begin{pmatrix} 50 \\ 75 \\ 100 \\ 125 \\ 150 \end{pmatrix} \qquad C2 = \begin{pmatrix} 750 \\ 1.155 \times 10^3 \\ 1.36 \times 10^3 \\ 1.655 \times 10^3 \\ 1.95 \times 10^3 \end{pmatrix}$$

$C12_{n1,n2} := C1_{n1} + C2_{n2}$

NIVEL COMBINADO 0

$P1_0 + P2_0 = 100$ $\qquad C12_{0,0} = 1.56 \times 10^3$ $\qquad PC1_0 := 50$ $\qquad PC2_0 := 50$

$PC12_0 := 100$ $\qquad CC12_0 := 1560$

125

NIVEL COMBINADO 1

$i := 0..1$

$C12_{i,1-i} =$	$P1_i =$	$P2_{1-i} =$
$1.965 \cdot 10^3$	50	75
$2.105 \cdot 10^3$	75	50

El minimo costo es para i=0

$PC12_1 := 125$ $PC1_1 := 50$

$CC12_1 := 1965$ $PC2_1 := 75$

150

NIVEL COMBINADO 2

$i := 0..2$

$C12_{i,2-i} =$	$P1_i =$	$P2_{2-i} =$
$2.17 \cdot 10^3$	50	100
$2.51 \cdot 10^3$	75	75
$2.21 \cdot 10^3$	100	50

El minimo costo es para i=0

$PC12_2 := 150$ $PC1_2 := 50$

$CC12_2 := 2170$ $PC2_2 := 100$

175

NIVEL COMBINADO 3

$i := 0..3$

$C12_{i,3-i} =$	$P1_i =$	$P2_{3-i} =$
$2.465 \cdot 10^3$	50	125
$2.715 \cdot 10^3$	75	100
$2.615 \cdot 10^3$	100	75
$2.522 \cdot 10^3$	125	50

El minimo costo es para i=3

$PC12_3 := 175$ $PC1_3 := 50$

$CC12_3 := 24125$ $PC2_3 := 125$

200

NIVEL COMBINADO 4

$i := 0..4$

$C12_{i,4-i} =$	$P1_i =$	$P2_{4-i} =$
$2.76 \cdot 10^3$	50	150
$3.01 \cdot 10^3$	75	125
$2.82 \cdot 10^3$	100	100
$2.928 \cdot 10^3$	125	75
$2.835 \cdot 10^3$	150	50

El minimo costo es i=0

$PC12_4 := 200$ $PC1_4 := 50$

$PC2_4 := 150$

$CC12_4 := 2760$

225

$i := 1..5$

$C12_{i,5-i} =$	$P1_i =$	$P2_{5-i} =$
$3.305 \cdot 10^3$	75	150
$3.115 \cdot 10^3$	100	125
$3.132 \cdot 10^3$	125	100
$3.24 \cdot 10^3$	150	75
$3.178 \cdot 10^3$	175	50

El minimo costo es para i=2

$PC12_5 := 22$ $PC1_5 := 100$

$CC12_5 := 3115$ $PC2_5 := 125$

250

$i := 2..6$

$C12_{i,6-i} =$	$P1_i =$	$P2_{6-i} =$
$3.41 \cdot 10^3$	100	150
$3.428 \cdot 10^3$	125	125
$3.445 \cdot 10^3$	150	100
$3.583 \cdot 10^3$	175	75
$3.51 \cdot 10^3$	200	50

El minimo costo es para i=2

$PC12_6 := 25($ $PC1_6 := 100$

$CC12_6 := 3410$ $PC2_6 := 150$

$i := 3..6$

$C12_{i,7-i} =$	$P1_i =$	$P2_{7-i} =$
$3.723 \cdot 10^3$	125	150
$3.74 \cdot 10^3$	150	125
$3.788 \cdot 10^3$	175	100
$3.915 \cdot 10^3$	200	75

El minimo costo es para i=3

$PC12_7 := 27$ $PC1_7 := 125$

$CC12_7 := 3723$ $PC2_7 := 150$

$i := 4..6$

$C12_{i,8-i} =$	$P1_i =$	$P2_{8-i} =$
$4.035 \cdot 10^3$	150	150
$4.082 \cdot 10^3$	175	125
$4.12 \cdot 10^3$	200	100

El minimo costo es para i=4

$PC12_8 := 30($ $PC1_8 := 150$

$CC12_8 := 4035$ $PC2_8 := 150$

$i := 5..6$

$C12_{i,9-i} =$	$P1_i =$	$P2_{9-i} =$
$4.378 \cdot 10^3$	175	150
$4.415 \cdot 10^3$	200	125

El minimo costo es para i=5

$PC12_9 := 32$ $PC1_9 := 175$

$CC12_9 := 4378$ $PC2_9 := 150$

El minimo costo es

[illegible] 550

$CC12_{10} := C1_6 + C2_4$

$PC12_{10} := 350$ $\quad PC1_{10} := 200$

$PC2_{10} := 150$

$CC12_{10} = 4.71 \times 10^3$

CC12 =

	0
0	$1.56 \cdot 10^3$
1	$1.965 \cdot 10^3$
2	$2.17 \cdot 10^3$
3	$2.413 \cdot 10^4$
4	$2.76 \cdot 10^3$
5	$3.115 \cdot 10^3$
6	$3.41 \cdot 10^3$
7	$3.723 \cdot 10^3$
8	$4.035 \cdot 10^3$
9	$4.378 \cdot 10^3$
10	$4.71 \cdot 10^3$

PC12 =

	0
0	100
1	125
2	150
3	175
4	200
5	225
6	250
7	275
8	300
9	325
10	350

PC1 =

	0
0	50
1	50
2	50
3	50
4	50
5	100
6	100
7	125
8	150
9	175
10	200

PC2 =

	0
0	50
1	75
2	100
3	125
4	150
5	125
6	150
7	150
8	150
9	150
10	150

Luego combinamos la Unidad 3 con la combinacion 1,2

Los costos de operacion de la unidad combinada 1,2 y de la Unidad 3 se muestran a continuacion junto a las correspondientes generaciones:

$$C12 := \begin{pmatrix} 1560 \\ 1965 \\ 2170 \\ 2413 \\ 2760 \\ 3115 \\ 3410 \\ 3723 \\ 4035 \\ 4378 \\ 4710 \end{pmatrix} \quad P12 := \begin{pmatrix} 100 \\ 125 \\ 150 \\ 175 \\ 200 \\ 225 \\ 250 \\ 275 \\ 300 \\ 325 \\ 350 \end{pmatrix} \quad P1 := \begin{pmatrix} 50 \\ 50 \\ 50 \\ 50 \\ 50 \\ 100 \\ 100 \\ 125 \\ 150 \\ 175 \\ 200 \end{pmatrix} \qquad C3 := \begin{pmatrix} 806 \\ 1108.5 \\ 1411 \\ 1170.5 \\ 1998 \\ 2358 \end{pmatrix} \quad P3 := \begin{pmatrix} 50 \\ 75 \\ 100 \\ 125 \\ 150 \\ 175 \end{pmatrix}$$

Los niveles existentes de potencia de generacion combinada 1, 2 y 3 se denomina n. Estos niveles van de 0 a 15 (que corresponden de 150 a 525 MW.
La combinacion de las tres unidades se computan en tres partes.Para n= 0 a 5, para n de 6 a 10 y para n de 11 a 15

Parte 1

$n := 0..5 \qquad i := 0..5$

```
v_n := | b ← 10000
       | for i ∈ 0..n
       |   | a ← C12_i + C3_(n-i)
       |   | if a < b
       |   |   | b ← a
       |   |   | ii ← i
       | p ← P12_ii
       | q ← P3_(n-ii)
       | r ← p + q
       | s ← P1_ii
       | v_n ← (r, s, p − s, q, b)^T
```

```
result1 := | x ← v_0
           | for m ∈ 1..5
           |   | e ← v_m
           |   | f ← augment(x, e)
           |   | x ← f
           | x
```

$$
\begin{array}{rcccccccl}
 & n = & 0 & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & \\
\end{array}
$$

$$
\mathrm{result1} = \begin{pmatrix}
150 & 175 & 200 & 225 & 250 & 275 \\
50 & 50 & 50 & 50 & 50 & 50 \\
50 & 50 & 50 & 50 & 75 & 100 \\
50 & 75 & 100 & 125 & 125 & 125 \\
2.366 \times 10^3 & 2.668 \times 10^3 & 2.971 \times 10^3 & 2.731 \times 10^3 & 3.135 \times 10^3 & 3.341 \times 10^3
\end{pmatrix}
\begin{array}{l}
P123 \\ P1 \\ P2 \\ P3 \\ C123
\end{array}
$$

Parte 2

$n := 6 .. 10$

$$
v_n := \left|
\begin{array}{l}
b \leftarrow 10000 \\
\text{for } i \in 0..5 \\
\quad \left| \begin{array}{l} a \leftarrow C12_{n-5+i} + C3_{5-i} \\ \text{if } a < b \\ \quad \left| \begin{array}{l} b \leftarrow a \\ ii \leftarrow i \end{array} \right. \end{array} \right. \\
p \leftarrow P12_{n-5+ii} \\
q \leftarrow P3_{5-ii} \\
r \leftarrow p + q \\
s \leftarrow P1_{n-5+ii} \\
v_n \leftarrow \begin{pmatrix} r \\ s \\ p - s \\ q \\ b \end{pmatrix}
\end{array}
\right.
\qquad
\mathrm{result2} := \left|
\begin{array}{l}
x \leftarrow v_6 \\
\text{for } m \in 7..10 \\
\quad \left| \begin{array}{l} e \leftarrow v_m \\ f \leftarrow \mathrm{augment}(x, e) \\ x \leftarrow f \end{array} \right. \\
x
\end{array}
\right.
$$

$$
\begin{array}{rcccccl}
 & n = & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 \\
\end{array}
$$

$$
\mathrm{result2} = \begin{pmatrix}
300 & 325 & 350 & 375 & 400 \\
50 & 50 & 100 & 100 & 125 \\
125 & 150 & 125 & 150 & 150 \\
125 & 125 & 125 & 125 & 125 \\
3.583 \times 10^3 & 3.93 \times 10^3 & 4.285 \times 10^3 & 4.58 \times 10^3 & 4.894 \times 10^3
\end{pmatrix}
\begin{array}{l}
P123 \\ P1 \\ P2 \\ P3 \\ C123
\end{array}
$$

Parte 3

$n := 11..15$

```
v_n :=  | b ← 10000
        | for  i ∈ 0..15 − n
        |     | a ← C12_(n−5+i) + C3_(5−i)
        |     | if  a < b
        |     |     | b ← a
        |     |     | ii ← i
        | p ← P12_(n−5+ii)
        | q ← P3_(5−ii)
        | r ← p + q
        | s ← P1_(n−5+ii)
        | v_n ← (r, s, p − s, q, b)ᵀ

result3 :=  | x ← v_11
            | for  m ∈ 12..15
            |     | e ← v_m
            |     | f ← augment(x, e)
            |     | x ← f
            | x
```

$$
\begin{array}{cc}
 & n = \\
\text{result3} = & \begin{pmatrix} 425 & 450 & 475 & 500 & 525 \\ 150 & 175 & 200 & 200 & 200 \\ 150 & 150 & 150 & 150 & 150 \\ 125 & 125 & 125 & 150 & 175 \\ 5.205 \times 10^3 & 5.548 \times 10^3 & 5.88 \times 10^3 & 6.708 \times 10^3 & 7.068 \times 10^3 \end{pmatrix}
\end{array}
\begin{array}{l} P12 \\ P1 \\ P2 \\ P3 \\ C12 \end{array}
$$

Se puede ver que las unidades regulan carga a distintos niveles. Por ejemplo:

	Demanda	Unidad Reguladora
n = 1 a 3	150 a 225 MW	U3 sube 75 MW
n = 3 a 7	225 a 325	U2 sube 100
n = 7 a 9	325 a 350	U2 baja 25 MW y la U1 sube 50 MW
n = 9 a 13	350 a 375	U2 sube 25
n = 13 a 14	375 a 475	U1 sube 100
	475 a 525	U3 sube 50

USANDO FACTORES DE PENALIZACION DE BARRAS
CALCULANDO LAS PERDIDAS EN LA RED POR MEDIO
DE LA MATRIZ DE PERDIDAS B

Partimos de un conjunto inicial de potencia de Generacion: P1,P2,...,PN

Se elige un lambda inicial para la iteracion

Se calculan los factores de penalizacion de cada barra generadora "i"

$$PenFact_i := \frac{1}{1 - 2\cdot\sum_j B_{ij}\cdot P_i - B_{io}}$$

Se resuelven las ecuaciones de coordinacion:

$$PenFact_i \cdot \frac{d}{dP_i} F_i(P_i) = \lambda$$

Estas determinan un nuevo conjunto de potencias de generacion

Se calculan las perdidas de la red:

$$Perd = \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} P_i \cdot B_{ij} \cdot P_j + \sum_{i=1}^{N} B_{io} \cdot P_i + B_{oo}$$

Se verifica el balance

$$\left| \sum_i P_i + \sum_c P_c - Perd \right| < Tolerancia\_1$$

NO → Ajuste Lambda

FIN SI

Despacho Economico Considerando las perdidas
de la red calculadas usando la matriz de perdidas B PR4_3a.mcd

Definicion del problema y procedimiento de resolucion :
El problema consiste en distribuir la generacion, de modo de dar las cargas y las perdidas en la red minizando el costo total.
Se asume conocida la matriz B y que el vector Bio y la constante Boo son cero.

Se conoce el pronostico de carga. Por ejemplo $\mathrm{Pron} := 375$

$$B := \begin{bmatrix} 1.36255\cdot10^{-4} & 1.753\cdot10^{-5} & 1.8394\cdot10^{-4} \\ 1.754\cdot10^{-5} & 1.5448\cdot10^{-4} & 2.82765\cdot10^{-4} \\ 1.8394\cdot10^{-4} & 2.82765\cdot10^{-4} & 1.6147\cdot10^{-3} \end{bmatrix}$$

Tambien se conocen las funciones de costo de las tres barras generadoras

			Precio $/MBtu		
Barra Gen 1	$H_1 := 312.5 + 8.25\cdot P_1 + 0.005\cdot P_1^2$	MBtu/h	1.05	$50 < P_1 < 250$	MW
Barra Gen 2	$H_2 := 112.5 + 8.25\cdot P_2 + 0.005\cdot P_2^2$	MBtu/h	1.217	$5 < P_2 < 150$	MW
Barra Gen 3	$H_3 := 50 + 8.25\cdot P_3 + 0.05\cdot P_3^2$	MBtu/h	1.1831	$15 < P_3 < 100$	MW

Los factores de penalizacion se calculan como una funcion de las generaciones P, Q, y R

```
PF(P,Q,R) := | A ← 0
             | p_1 ← P
             | p_2 ← Q
             | p_3 ← R
             | for i ∈ 1..3
             |   | for j ∈ 1..3
             |   |   | a ← B_(i,j)·p_j
             |   |   | A ← a + A
             |   | Pf_i ← 1/(1 − 2·A)
             |   | A ← 0
             | PF ← Pf
```


3-21

Las perdidas de la red se calculan como una funcion de las generaciones en las 3 barras generadoras

$$PERD(P,Q,R) := (P \quad Q \quad R)\cdot B\cdot\begin{bmatrix}P\\Q\\R\end{bmatrix}$$

Nota : se toma el valor absoluto para que mcad lo tome como un escalar.

El calculo de las nuevas generaciones se computan de acuerdo con el λ. Pero recuerdese que los factores de penalizacion de las barra generadoras depende de las cargas P,Q y R.

$$NP(\lambda,P,Q,R) := \left|\begin{array}{l} PP1\leftarrow\dfrac{\dfrac{\lambda}{PF(P,Q,R)_1}-8.6625}{0.0105}\\ PP1\leftarrow 50\ \text{ if } PP1\le 50\\ PP1\leftarrow 250\ \text{ if } PP1\ge 250\end{array}\right.$$

$$NQ(\lambda,P,Q,R) := \left|\begin{array}{l} PP2\leftarrow\dfrac{\dfrac{\lambda}{PF(P,Q,R)_2}-10.04025}{0.01217}\\ PP2\leftarrow 5\ \text{ if } PP2\le 5\\ PP2\leftarrow 150\ \text{ if } PP2\ge 150\end{array}\right.$$

$$NR(\lambda,P,Q,R) := \left|\begin{array}{l} PP3\leftarrow\dfrac{\dfrac{\lambda}{PF(P,Q,R)_3}-9.760575}{0.11831}\\ PP3\leftarrow 15\ \text{ if } PP3\le 15\\ PP3\leftarrow 100\ \text{ if } PP3\ge 100\end{array}\right.$$

En cada iteracion hay que ajustar el λ para tender a un balance.

$$N\lambda(\lambda,P,Q,R) := \left|\begin{array}{l} exc\_gen\leftarrow(P+Q+R)-PERD(P,Q,R)-Pron\\ \lambda\leftarrow(\lambda-0.0075)\ \text{ if } exc\_gen>0.05\\ \lambda\leftarrow\lambda+0.0075\ \text{ if } exc\_gen<-0.05\\ \lambda\leftarrow\lambda\ \text{ otherwise}\end{array}\right.$$

El balance de carga se calcula como una funcion de las generaciones

$$Bal(P,Q,R) := \left|\begin{array}{l} exc\_gen\leftarrow P+Q+R-PERD(P,Q,R)-Pron\\ Bal\leftarrow 1\ \text{ if } \ exc\_gen\ \le 0.05\\ Bal\leftarrow 0\ \text{ otherwise}\end{array}\right.$$

RUTINA PRINCIPAL
Se parte de los siguientes valores:

$P := 210$ $Q := 125$ $R := 15$ $\lambda := 14$ $\mathrm{Pron} = 375$

$$vv := \left| \begin{array}{l} v \leftarrow \begin{bmatrix} P \\ Q \\ R \end{bmatrix} \\ p \leftarrow P \\ q \leftarrow Q \\ r \leftarrow R \\ l \leftarrow \lambda \\ \text{for } v \in 1..500 \\ \quad \left| \begin{array}{l} p \leftarrow NP(l,p,q,r) \\ q \leftarrow NQ(l,p,q,r) \\ r \leftarrow NR(l,p,q,r) \\ l \leftarrow N\lambda(l,p,q,r) \\ \text{break if } Bal(p,q,r) = 1 \end{array} \right. \\ vv \leftarrow \begin{bmatrix} p \\ q \\ r \\ l \end{bmatrix} \end{array} \right.$$

$$vv = \begin{bmatrix} 250 \\ 124.853 \\ 15 \\ 12.245 \end{bmatrix} \qquad Bal\left(vv_1, vv_2, vv_3\right) = 1$$

O sea el resultado es : $P := 250$ $Q := 124.85$ $R := 15$ $\lambda := 12.245$

$PERD(P,Q,R) = 14.82$ $\quad P + Q + R - \mathrm{Pron} - PERD(P,Q,R) = 0.03$

Pi 4 - 3e

SIMPLE EJEMPLO DE OPTIMIZACION DUAL

El metodo de optimizacion dual aplicado al Despacho Economico consiste en optimizar iterativamente, corrigiendo primero las variables en la funcion a optimizar (variables del problema) y luego corregir el λ (variable duales) provenientes de las ecuaciones de las restricciones.
Apliquemos este metodo a un ejemplo simple. Aunque su optimizacion es directa usando metodos tradicionales, tratamos aqui de mostrar el procedimiento de optimizacion dual.

OPTIMIZAR la funcion (costo): $f(x1,x2) := 0.25\cdot x1^2 + x2^2$

Con la restriccion (balance de carga) $\omega(x1,x2) := 5 - x1 - x2$

La funcion de Lagrange es: $\Gamma(x1,x2,\lambda) := f(x1,x2) + \lambda\cdot\omega(x1,x2)$

Las ecuaciones de optimizacion se escriben anulando las derivadas parciales a esta funcion:

$$0.5\cdot x1 - \lambda = 0 \qquad x1 = 2\cdot\lambda$$

$$2\cdot x2 - \lambda = 0 \qquad x2 = 0.5\cdot\lambda$$

Se dan valores iniciales a las variables del problema: $x1 := 0 \quad x2 := 0 \quad Viejo\_\lambda := 0$

Para los valores dados para las variables primarias, se define la funcion dual:

$q(\lambda) := \Gamma(x1,x2,\lambda)$

O sea $\quad q(\lambda) := 0.25\cdot x1^2 + x2^2 + \lambda\cdot(5 - x1 - x2) \qquad q(\lambda) \rightarrow 5\cdot\lambda \qquad q(\lambda) := 5\cdot\lambda$

Se maximiza $q(\lambda)$ ajustando λ utilizando el gradiente:
(tener en cuenta que al maximizar $\Gamma(x1,x2,\lambda)$ ajustando λ, se minimiza $\Gamma(x1,x2,\lambda)$ ajustando las variables primariasx1,x2).

Movemos λ en el sentido del gradiente. (Usamos $\alpha := 0.5$ para q positivo)

$$Nuevo\_\lambda = Viejo\_\lambda + \left(\frac{d}{d\lambda}q(\lambda)\right)\cdot\alpha$$

Nuevo λ = 0 + 5 . 0.5 = 2.5 $\qquad \lambda := 2.5$

Con el nuevo λ se calculan los nuevos valores de las variables del problema x1 y x2:

$x1 = 2\cdot\lambda \quad x1 := 5 \qquad x2 = 0.5\cdot\lambda \quad x2 := 1.25$

Para verificar la convergencia calculamos el nuevo valor que queremos maximizar:

q* (λ) = $0.25 \cdot x1^2 + x2^2 + \lambda \cdot (5 - x1 - x2) = 4.688$

y lo comparamos con el minimo de la funcion Γ que se designa J*. Como el caso de optimizacion aqui presentado puede resolverse directamente, el valor de J* es computado para la solucion conocida

$x1 := 4$ $\quad x2 := 1$ $\quad \lambda := 2$ $\quad 0.25 \cdot x1^2 + x2^2 + \lambda \cdot (5 - x1 - x2) = 5$ J*=5

El error relativo entre estos valores es: (J * - q *)/q * = $\dfrac{5 - 4.688}{4.688} = 0.067$

Entonces pasamos a la segunda iteracion, escribiendo nuevamente la funcion q(λ). Esta la computamos para los nuevos x1= 5 y x2=1.25

$$q(\lambda) := 0.25 \cdot x1^2 + x2^2 + \lambda \cdot (5 - x1 - x2) \qquad q(\lambda) := 1.65 - \lambda \cdot 1.25$$

corrigiendo el λ $\quad \lambda := 2.5 - \alpha \cdot 1.25$ $\quad$ para q(λ) negativo usamos un $\alpha = 0.1$

entonces λ = $\quad 2.5 - 0.1 \cdot 1.25 = 2.375$

y calculando los valores de x1 y x2 que cumplen con las ecuaciones de optimizaion se obtiene:

$$0.5 \cdot x1 - \lambda = 0 \quad x1 = 2 \cdot \lambda \quad x1 := 2 \cdot 2.375 \quad x1 = 4.75$$

$$2 \cdot x2 - \lambda = 0 \quad x2 = 0.5 \cdot \lambda \quad x2 := 0.5 \cdot 2.375 \quad x2 = 1.188$$

Asi podemos continuar iterando.
A continuacion, vamos a implementar este calculo iterativo en forma automatica.

Notar que este procedimiento de calculo es similar al tipo designado anteriormente "Busqueda del λ"

El procedimiento para 20 iteraciones se escribe:

$$
\mathrm{RESULT} := \left|
\begin{array}{l}
\lambda \leftarrow 0 \\
x1 \leftarrow 0 \\
x2 \leftarrow 0 \\
v_0 \leftarrow \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 5 \\ 5 \\ 99 \end{pmatrix} \\
\text{for } i \in 1..20 \\
\quad \left|
\begin{array}{l}
derq \leftarrow 5 - x1 - x2 \\
\alpha \leftarrow 0.5 \ \text{ if } derq > 0 \\
\alpha \leftarrow 0.1 \ \text{ if } derq \le 0 \\
\lambda \leftarrow \lambda + \alpha \cdot derq \\
x1 \leftarrow 2 \cdot \lambda \\
x2 \leftarrow 0.5 \cdot \lambda \\
qopt \leftarrow \left(0.25 \cdot x1^2 + x2^2\right) + \lambda \cdot (5 - x1 - x2) \\
\omega \leftarrow 5 - x1 - x2 \\
gap \leftarrow \dfrac{qopt - 5}{qopt} \\
v_i \leftarrow \begin{pmatrix} \lambda \\ x1 \\ x2 \\ \omega \\ 5 \\ gap \end{pmatrix}
\end{array}
\right. \\
v
\end{array}
\right.
$$

$j := 0..4$

$M^{\langle j \rangle} := \mathrm{RESULT}_j$

$k := 18..19$

$MM^{\langle k-18 \rangle} := \mathrm{RESULT}_k$

$$
M = \begin{array}{c}
\begin{array}{ccccc} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \end{array} \\
\begin{pmatrix}
0 & 2.5 & 2.375 & 2.281 & 2.211 \\
0 & 5 & 4.75 & 4.563 & 4.422 \\
0 & 1.25 & 1.188 & 1.141 & 1.105 \\
5 & -1.25 & -0.938 & -0.703 & -0.527 \\
5 & 5 & 5 & 5 & 5 \\
99 & -0.067 & -0.036 & -0.02 & -0.011
\end{pmatrix}
\end{array}
\begin{array}{l} \\ \lambda \\ x1 \\ x2 \\ \omega \\ \\ J^* \end{array}
$$

$$
MM = \begin{array}{c}
\begin{array}{cc} 19 & 20 \end{array} \\
\begin{pmatrix}
2.004 & 2.003 \\
4.008 & 4.006 \\
1.002 & 1.001 \\
-9.396 \times 10^{-3} & -7.047 \times 10^{-3} \\
5 & 5 \\
-3.532 \times 10^{-6} & -1.986 \times 10^{-6}
\end{pmatrix}
\end{array}
\begin{array}{l} \\ \lambda \\ x1 \\ x2 \\ \omega \\ \\ J^* \end{array}
$$

RDM

El Estimador de Estado es una funcion que calcula en tiempo real el estado de la red, mejor estimado, a partir de un conjunto de medidas provenientes del SCADA (toma instantanea). Tambien puede decidirse que la funcion acepte, bajo un mecanismo de aceptacion establecido, entradas manuales del operario.

La toma instantanea, debe tener una apertura, menor de un lapso de tiempo determinado. Por ejemplo 2 segundos. O sea que, las medidas deben ser identificadas en tiempo al ser captadas, en el punto de medida. La funcion solo debe aceptar medidas consistentes en tiempo.
Con referencia a este punto, diremos que normalmente el calculo se basa en la hipotesis de que el sistema electrico esta operando en un estado de regimen. Por supuesto el valor del lapso de tiempo para aceptacion puede ser aumentado, si no hay cambios en la operacion. Sin embargo en estos casos la funcion debe incluir una prueba para establecer que el conjunto de medidas es consistente con un estado de regimen de la red.

Tambien diremos que el estimador de estado podria incluir modelos dinamicos de la red y por lo tanto poder supervisar estados transitorios. Sin embargo, el estimador de estado a que nos referimos en este curso, es el que esta basado en asumir que todas las medidas de entrada corresponden a un mismo estado estable de la red.

Las medidas de entrada incluyen, en primer lugar, valores de posicion de interruptores, de seccionadores y de todo otro dispositivo conmutable en la red para establecer la topologia (conectividad) de la red. Esto es necesario para seleccionar el modelo (o modelos en caso de operacion segmentada) a ser utilizado en los calculos para la estimacion del estado mas probable de la red.

Recordemos que el vector de estado de una red de N barras consiste en un vector de 2N-1 valores que corresponden a los valores de modulo y angulo del voltage de cada barra. Como los voltajes son complejos hay dos valores a ser determinados por barra. Como los defasajes de los voltaje de barras se miden con referencia al defasaje del vector voltaje de una de las barras, el angulo de defasaje de esta barra es cero.
Conociendo el vector de estado, se pueden determinar toda otra medida analogica de la red.

Por supuesto las medidas de entrada incluyen un conjunto completo de valores analogicos telemedidos. Estos valores se toman de la data de base de tiempo real.

Normalmente los sistemas incluyen un conjunto de medidas analogicas que es redundante. Las funciones basicas de un sistema, por ejemplo SCADA, son desarrolladas en base a telemedida. Es mas facil agregar un punto de telemedida que efectuar un calculo del punto en base a otros puntos. La funcion de supervision de operacion requiere esta redundancia de puntos. Por ejemplo para supervisar la operacion de una linea se deben desplegar puntos tales como V, A, MW, MVAR, cosθ. Si bien con tres de estos valores se pueden calcular los demas, es costumbre transmitir cuatro.

Mas todavia, en casos importantes, para supervisar operacion desbalanceada en la red, se pueden transmitir hasta 8 puntos: voltajes y corrientes en las tres fases.

O sea que existe redundancia en la data analogica disponible en la data de base de tiempo real.

4-1

El estimador de estado utiliza esta redundancia para determinar un valor calculado para cada una de las medidas disponibles. Para ello necesita inicialmente asumir un vector de estado.
En base a este vector inicial de estado, utilizando ecuaciones de transmision y el modelo actual de la red, puede calcular todas las medidas analogicas disponibles en la data de base a tiempo real.
Por supuesto que al proceder en esta forma existira un error entre cada valor telemedido y el correspondiente valor calculado. A continuacion, se determina un indice de perfomance del vector de estado inicialmente asumido.

$$J\left(x_1, x_2, .. x_M\right) = \sum_{m=1}^{M} \frac{\left(z_m - f_m\left(x_1, x_2, .. x_M\right)\right)^2}{\sigma_m^2}$$

Donde

$J\left(x_1, x_2, .. x_M\right)$	Valor de perfomance del vector de estado $x = \left(x_1, x_2, .. x_M\right)$
z_m	medida telemedida m
$f_m(x)$	Formula de calculo para la medida m en base al vector de estado
σ_m	desviacion normal del error de medida m

El Estimador de estado en forma iterativa considera cambios en el vector de estado para obtener un minimo en el indice de perfomance J .

$$J(X) = \min_{x} J(x)$$

donde x es cualquiera de los vectores de estado considerados
X es el vector de estado que produce un indice de perfomance minimo. Es designado el vector de estado mejor estimado.

Este es el criterio estadistico mas usual para seleccionar la mejor estimacion del estado. Es designado el estimador por suma de los minimos cuadrados de errores, cuantificados en base a la exactitud de la medida.

Los valores computados en base al vector de estado mejor estimado X , son los valores resultantes del Estimador .

$$z_m = f_m(X)$$

La utilizacion de los valores analogicos resultantes de la funcion del Estimador, en lugar de los valores directamente telemedidos es efectuada para funciones de seguridad de operacion, funciones de despacho de la generacion de unidades y optionalmente en toda funcion de supervision de operacion. El tiempo entre ciclos de ejecucion debe ser menor que
correspondiente a los ciclos de ejecucion de las funciones que lo usar.

El Estimador debe disponer de criterio monitor de su estado. Inicialmente debe verificar que las medidas de entrada desde la telemedida son confiables. Debe determinar que estas no presenten errores mayores del 50% alrededor del valor esperado.
Verificar que el SCADA esta corriedo normalmente. Que no haya defectos de comunicacion etc. Esta verificacion debe resultar en el descarte de medidas en falla y dar un mensaje de alarma al operario.
El estimador determinara si las entradas disponibles son suficientes para que el pueda correr y dar un resultado mas preciso que el proveniente de la telemedida. En caso negativo,
dara un mensaje de alarma al operador y abortara la ejecucion completa, pero se mantendra operando en modo supervisor, para determinar si luego el sistema retorna a ser ejecutable en forma completa. Tambien en modo supervisor determinara si las funciones que el estimador alimentaba con data mejorada, pueden seguir su operacion con la data de telemedida disponible.
Adicionalmente antes de terminar cada ciclo de ejecucion completa, entrara a verificar la data de salida. Una forma de ejecutar esta verificacion es la de verificar que el indice de perfomance minimo, o sea el correspondiente al vector de estado mejor estimado es menor de un valor aceptable. Un resultado negativo en esta verificacion indicaria que el resultado no es confiable. El Estimador abortaria su ejecucion completa y produciria un mensaje de alarma al operario. Posiblemente en este caso, el retorno a ejecucion completa requeriria una intervension del Operario, requiriendo nuevamente su activacion ,

Es de esperar que el caso de verificacion negativa del estado de salud de las salidas de este programa pueda ocurrir cuando el sistema electrico esta experimentando un estado transitorio. En este caso las medidas disponibles no seran consistentes entre ellas.
El estimador de estado no esta disenado para evaluar estos casos, para los cuales se requeriria un modelo dinamico.

Tambien este resultado negativo puede ocurrir cuando las medidas remanentes no son suficientes como para obtener un valor minimo aceptable del indice de perfomance.
Tengase en cuenta, que si bien en las preverificaciones de entrada al ciclo, se determino que el numero de valores disponible era suficiente, puede suceder que segun cuales sean las medidas especificas que fueron descartadas la calidad del resultado puede cambiar.
Es claro por ejemplo, que el cambio en el grado de redundacia no depende del numero de medidas descartadas sino cuales medidas fueron descartadas.

Claramente se debe ver la importancia de la redundancia de la data de entrada. Esto esta ligado al concepto de Observabilidad del sistema electrico. Si la data es insuficiente, en numero o en calidad, la Observabilidad del sistema es debil. El sistema no es controlable.

Este es un concepto que se estudia en detalle en la teoria moderna de control.
Anteriormente hemos hecho notar que al desarrollarse inicialmente la funcion del estimador de estado, habiamos heredado una base de datos que fue estructurada para las funciones de supervision y control manual desarrolladas inicialmente para los Centros de Control de Sistemas Electricos.

Esta data era suficientemente redundante como para correr un estimador.

Nosotros recomendamos que en el momento actual se debe prestar mas atencion a la verificacion de redundancia de la base de datos disponible. Sobre todo al comienzo de un nuevo desarrollo. La razon es que debido a nuevos avances tecnologicos se producen cambios en la forma de recoleccion de datos que si no se evaluan, pueden resultar en una reduccion de la redundancia de la data disponible. Por ejemplo los equipos de medida han cambiado. Por ejemplo los transductores electricos se han combinado para reducir el alambrado electrico de todas las medidas requeridas para una celda de estacion. Transductores inteligentes se utilizan ahora normalmente. Si las medidas que son entradas al estimador de estado son procedentes de un mismo dispositivo, los errores de las medidas no son random - independientes como lo requiere el algorithmo estadistico de diseno del estimador. En general como un aumento de redundancia es siempre conveniente
pues mejora el proceso del estimador es recomendable que asi se haga y el ahorro en en el uso de transductores combinados se utilize para mantener un mismo nivel de redundancia que el existente en la instalaciones anteriores.

Aparte de la redundancia requerida para esta funcion. siempre fue recomendable el especificar redundancia para la data requerida para toda funciones de control automatico. Entre estas esta el control automatico de generacion, control automatico de voltaje de barras. Los transductores de frecuencia y los transductores de MW de lineas de interconexion para ser usados en el control automatico de generacion CAG deben se medidos y transmitidos por medios independientemente redundantes que tengan en cuenta la conectividad de la red.
O sea que la redundancia y la calidad de la data de base disponible es un tema importante para todas las funciones implementadas en los Centros de Control.
Cuando se disena el Estimador de estado hay que prestar especial atencion a este punto.

REFERENCIAS para este tema:

Power Generation Operation and Control - by A.J. Wood and B.F.Wollenberg - John Wiley - Chapter 12

Power System Analysis by G.L.Kusic - Prentice Hall - Chapter 7

U _ U

ASIGNACION DE UNIDADES.

Pronostico de Carga en un periodo dividido en intervalos iguales o no.
Por Ejemplo, un dia (periodo) dividido en 24 horas (intervalos) o una semana (periodo) dividida en 7 dias intervalos, etc.

Pronostico diaria consiste en conocer

$$P_k \quad \text{con} \quad k := 1..24$$

Cuando se dispone de un conjunto de Unidades generadoras la asignacion de unidades consiste en determinar cuales son las unidades que deben operar en cada intervalo para poder dar la carga predicta y poder sobrellevar cualquier emergencia.

Las emergencias a considerar son la perdida de una Unidad en servicio. O la perdida de una linea de transmision. Solo se considera una emergencia por vez. La emergencia predicta se llama contingencia. Si la contingencia no puede ser sobrellevada por el sistema electrico, es posible que se produzca una cascada o cadena de contingencias. O sea una contingencia original conduce a otras. Asi, si la primera emergencia produce sobrecargas entonces los dispositivos de proteccion de la componente sobrecargada produce el disparo automatico de la misma.
Como consecuencia otras contingencia resultan. Esto conduce a una caida total del sistema electrico. O sea es importante establecer que la contingencia original puede ser sobrellevada por el sistema sin propagacion de otras emergencias.

La regla basica seguida por las companias de electricidad fue la de tener una reserva de generacion en servicio (RESERVA RODANTE) igual a la carga de la unidad mas cargada en el sistema. En grandes sistemas en momentos de carga alta, se establece ademas que la RR no sea inferior al 15% de la carga momentaneamente existente.

Mas modernamente se establece la RR, de forma de que cualquier emergencia de perdida de una unidad de generacion, no conduzca a una situacion, de no poder alimentar la carga prevista, con una probabilidad mayor que un valor aceptable.
Esta nueva manera de establecer la RR es usada conjuntamente con el corte automatico de cargas en caso que la frecuencia del sistema baje de un valor determinado, por un cierto tiempo.
Ademas la RR debe ser distribuida en la red electrica de modo de no producir sobrecargas en la transmision o tranformadores de interconeccion.

El problema de Asignacion de Unidades, que consiste en establecer el programa de unidades en operacion durante el periodo, requiere que este programa cumpla con una funcion de objetivo (el que puede ser una operacion economica, o por ejemplo, el de minimizar danos al medio ambiente, etc.), mientras se cumpla con las limitaciones de operacion tanto internas al sistema o extermas al sistema.

5-1

Osea la A de U es similar al problema de despacho de generacion. El primer caso establece el programa de operacion **de unidades disponibles (no en mantenimiento)** para poder servir las cargas previstas, en un periodo de tiempo.

El despacho de generacion es en cambio el de repartir la demanda entre **las unidades en servicio** de modo de minimizar la funcion objetivo (iguales tipos de objetivo) dentro del cumplimiento de las limitaciones internas o externas (iguales tipos de restricciones). Tambien debe tenerse en cuenta la velocidad de respuesta de las unidades en reserva, para evitar una caida bruzca de frecuencia. Las unidades hidraulicas con corto tubo de presion son las mas rapidas. Sin embargo se debe contar el numero de emergencias que han soportado para limitarlo y evitar asi danos a las mismas.

El problema de A de U es un problema que puede correr en cualquier momento antes del inicio del periodo. Debe correr sea a pedido del Operario o automaticamente si hay cambios en los datos del problema (Unidades entrando en mantenimiento de emergencia, cambios en topologia de la red, cambios en la prediccion de cargas, etc.)

El problema de despacho es un problema que debe correr en tiempo real, sea iniciado por eventos, o sea corriendo con un ciclo determinado.
Los resultados de la funcion de Despacho de generacion es transmitido como entradas a la funcion CAG (Control Automatico de Generacion) Estos son los valores de carga de base de las unidades de generacion.
La funcion del CAG debe de incluir un mecanismo para suavizar los cambios en los valores transmitidos de carga de base, desde la funcion de despacho de generacion.

Los metodos de calculo para la funcion de A de U son:

-**Metodo de enumeracion**.
Se obtiene el valor de la funcion objetivo para todas las posibilidades, cumpliendo con las limitaciones. Luego se selecciona el programa siempre optimo.

La dimension del problema crece exponencialmente con el numero de unidades disponibles.

- **Metodo de listas prioritarias**
Las unidades disponibles se ordenan poniendo primero las unidades que cumplen mas eficientemente el objetivo. Asi por ejemplo se define el costo promedio ($/MW) a plena carga. Se eligen primeramente las unidads de menor costo promedio a plena carga.
Este metodo usa la enumeracion restringida a la lista prioritaria.
De consiguiente el problema dimensional es reducido.
- **Metodo de Programacion Dinamica**. Este es tambien un metodo enumerativo, pero su ventaja es la de organizar la buzqueda del programa de asignacion de unidades. Es un metodo de analisis numerico , de programacion disponible comercialmente.

- **Metodo de Programacion Lineal**. Este es un metodo que usa la optimizacion de LAGRANGE. Pero en donde la funcion objetivo y las ecuaciones o inecuaciones restrictivas del problema son linearizadas. Es un metodo de analisis numerico, de programacion disponible comercialmente.

Limitaciones operativas en Centrales Termicas

Las unidades generadoras termicas tienen limitaciones operativas debido a los cambios de temperatura que la operacion determina en ellas.
es asi que hay que respetar

- Limite en la velocidad de cambios en generacion (Rampa)
- Una vez que entra en operacion no puede salir antes de un tiempo minimo
- Cuando salen de operacion. no pueden entrar nuevamente hasta que pase un cierto tiempo.

El costo de arranque depende del estado antes del arranque. Si se parte de condicion fria es mas costoso. Cuando se arranca sin esperar a enfriarse totalmente entonces el costo depende del tiempo que estuvo parada.
Si la Unidad termica va a estar parada por un tiempo mayor que el tiempo minimo pero no mayor de otro limite, es posible que sea mas economico mantenerla en caliente, para asi arrancar en caliente.

Limitaciones operativas en Centrales Hidraulicas.
En general son menos complicadas. Sin embargo hay limites de velocidad de cambio de potencia. No hay costo de arranque. Estan siempre prontas.
Sin embargo los limites de operacion pueden ser mas complicados. Hay zonas intermedias de generacion que deben se pasadas rapidamente. Zonas de cavitacion.
Pueden haber restricciones hidraulicas externas que son particulares a cada proyecto.

Limitaciones en Centrales Atomicas.
Estas son unidades para trabajar a carga de regimen en forma continua. No intervienen en el analisis de A de U. Sin embargo imponen severas restricciones en la reserva rodante del sistema.

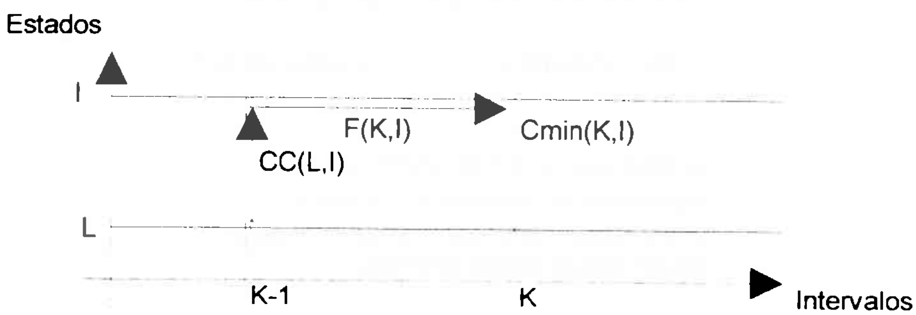
RDM - 7/29/99

ASIGNACION DE UNIDADES

Programacion Dinamica

Estado - Se refiere al estado del Sistema. O sea, Unidades en operacion, Unidades paradaas, Cantidad de combustible almacenado, etc.

K - Indice determinante de un intervalo
M - Numero de intervalos en el periodo
I - Conjunto de unidades asignada en el intervalo
Cmin(K,I) - Costo minimo para llegar al intervalo K con el conjunto de unidades i
CC(L,I) - Costo del cambio de L unidades a I unidades.
F(K,I) - Costo de operacion de las unidades I en el intervalo K



$$Cmin(K,I) : \min_{L} [\, Cmin(K-1,L) + CC(L,I) + F(K,I) \,]$$

O sea, es el minimo de esta suma cuando se parte de todos los posible estados L en el intervalo K-1

NOTA: La Programacion Dinamica es usada en los Centros de Control para resolver problemas de:

- Despacho economico de Unidades
- Asignacion de Unidades
- Coordinacion Hidraulica

ASIGNACION DE UNIDADES

Programacion Dinamica

NOTA: Se parte de un unico estado Lo
Aqui se llega a N posibles estados. En el primer intervalo no hay que minimizar pues se parte de un unico estado

Para n = 1 a N , CALCULAR

Cmin(1, n) = F(1,n)+CC(Lo,n)

Para I = 1 a N , CALCULAR

Cmin(K,I)=Cmin(K-1,L) + CC(L.I) + F(K,I)
(L)
L son todos los estados disponibles en K-1

K=K+1

Retener los costos minimos para N estados en el intervalo K. En cada uno de estos minimos retenga cual es el estado desde donde procedio

Ultimo K ?

No

Si

EDITE la asignacion de unidades en el periodo

RDM - 10/13/99

A_U_D_P2.XLS

PARTE - 5

DESPACHO HIDRAULICO

TERMICO

DESPACHO DE GENERACION CON SUMINISTRO DE ENERGIA LIMITADA
EJEMPLO 6B

Planta Combinada

$Hs(Ps) := 200 + 8.5 \cdot Ps + .002 \cdot Ps^2 \quad \frac{MBtu}{h}$

$costo\_comb_s := .6 \quad \frac{dolars}{MBtu}$

$50 < Ps < 500 \quad MW$

Turbina a Gas - Contrato fijo de $40 \cdot 10^6 \ ft^3$ de Gas por dia.

$Ht(Pt) := 300 + 6 \cdot Pt + .0025 \cdot Pt^2 \quad \frac{MBtu}{h}$

$costo\_comb_t := 2 \quad \frac{dolars}{1000 \cdot ft^3}$

$50 < Pt < 400 \quad MW$

Contenido energetico: $cont\_energ_t := 1100 \quad \frac{Btu}{ft^3}$

Carga diaria por intervalo de 4 horas

0 : 00	4 : 00	400
4 : 00	8 : 00	650
8 : 00	12 : 00	800
12 :00	16 : 00	500
16 :00	20 : 00	200
20 :00	24 : 00	300

$$Pc := \begin{pmatrix} 400 \\ 650 \\ 800 \\ 500 \\ 200 \\ 300 \end{pmatrix}$$

Primero efectuamos un despacho por cada intervalo de 4 horas, sin tener en cuenta el consumo fijado para el gas.

Calculemos los costos incrementales de cada grupo de generacion:

$Fs(Ps) := Hs(Ps) \cdot costo\_comb_s \qquad CIs(Ps) := \frac{d}{dPs} Fs(Ps)$

$CIs(Ps) := 5.1 + .0024 \cdot Ps \qquad \frac{dolares}{MWh}$

$$Ft(Pt) := \left(Ht(Pt) \cdot \frac{costo\_comb_t}{cont\_energ_t} \right) \cdot 1000$$

$$CIt(Pt) := \frac{d}{dPt} Ft(Pt)$$

$$CIt(Pt) := 6 \cdot \frac{2}{1.1} + .0025 \cdot \frac{2}{1.1} \cdot 2 \cdot Pt$$

$$CIt(Pt) := 10.91 + 0.0091 \cdot Pt$$

$Ptb := 50$ $\qquad$ $Pta := 400$

Donde Ptb es el minimo de Pt y Pta es el maximo de Pt

$CIt(Ptb) = 11.365$ $\qquad$ $CIt(Pta) = 14.55$

$CIs(Ps) := 5.1 + .0024 \cdot Ps$ $\qquad$ $Psb := 50$ $\qquad$ $Psa := 500$

Donde Psb es el minimo de Ps y Psa es el maximo de Ps

$CIs(Psb) = 5.22$ $\qquad$ $CIs(Psa) = 6.3$

Debido a que CIs(Psa)<CIt(Ptb) el despacho se reduce a cargar primero s y luego t.

		P_c	Ps	Pt
0 : 00	4 : 00	400	350	50
4 : 00	8 : 00	650	500	150
8 : 00	12 : 00	800	500	300
12 :00	16 : 00	500	450	50
16 :00	20 : 00	200	150	50
20 :00	24 : 00	300	250	50

$$Pt := \begin{pmatrix} 50 \\ 150 \\ 33 \\ 50 \\ 50 \\ 50 \end{pmatrix} \qquad Ps := \begin{pmatrix} 350 \\ 500 \\ 500 \\ 450 \\ 150 \\ 250 \end{pmatrix}$$

Calculemos el gasto de Gas

$i := 1 .. 6$

$$qt_i := \frac{300 + 6 \cdot Pt_i + .0025 \cdot (Pt_i)^2}{1.1} \cdot 4$$

$$qt = \begin{pmatrix} 2.205 \times 10^3 \\ 4.568 \times 10^3 \\ 1.821 \times 10^3 \\ 2.205 \times 10^3 \\ 2.205 \times 10^3 \\ 2.205 \times 10^3 \end{pmatrix}$$

Calculemos el costo de operacion de la Planta combinada

$Fs_i := Hs(Ps_i) \cdot 0.6 \cdot 4$

Sumemos valores para los 6 intervalos del dia

$$Fs = \begin{pmatrix} 8.208 \times 10^3 \\ 1.188 \times 10^4 \\ 1.188 \times 10^4 \\ 1.063 \times 10^4 \\ 3.648 \times 10^3 \\ 5.88 \times 10^3 \end{pmatrix}$$

```
TOT := | fst ← 0
       | tot ← 0
       | for i ∈ 1..6
       |    | fst ← fst + Fs_i
       |    | tot ← tot + qt_i
       | TOT ← (fst, tot)
```

$$TOT = \begin{pmatrix} 5.213 \times 10^4 \\ 1.521 \times 10^4 \end{pmatrix}$$

52130 dolares costo de operacion de la planta combinada en el dia

21840 $1000 \cdot ft^3$ consumo de gas en el dia

Ademas el costo fijo del gas que esta definido por Contrato

$40000 \cdot 2 = 8 \times 10^4$ dolares

Un costo de operacion total de

52130+80000=132130 dolares

A continuacion efectuamos un despacho por cada intervalo de 4 horas, teniendo en cuenta el consumo fijado para el gas que es de 40 millones de pies cubicos para el periodo del dia. O sea que vamos a tratar de usar todo el gas en el dia.

Optimizar la Funcion de Lagrange

$$\sum_{j=1}^{jmax} n_j \cdot Fs_j + \sum_{j=1}^{jmax} \lambda_j \cdot (Pc_j \cdot -Ps_j - Pt_j) + \gamma \sum_{j=1}^{jmax} (n_j \cdot qt_j - qt_{TOT})$$

de la cual resultan las siguientes funciones de coordinacion:

$$n_j \cdot \frac{d}{dPs_j} Fs - \lambda_j = 0 \qquad -\lambda_j + \gamma \cdot n_j \cdot \frac{d}{dPt_j} qt = 0$$

Por tanto

$$\gamma = \frac{\frac{d}{dPs_j} Fs}{\frac{d}{dPt_j} qt} \qquad \frac{\text{dolares}}{ft^3}$$

$j := 1..6$

Usando el metodo de iteracion por busqueda del γ

Se asume un valor inicial de γ=0.8

Para cada intervalo j despachamos Ps y Pt para cumplir con la carga Pc Luego calculamos el volumen de gas consumido. Si este es menor que los 40000 x 1000 pies cubicos contratados, entonces ajustamos el γ a un valor menor. Si en cambio es mayor, entonces ajustamos el γ a un valor mayor. Si el volumen esta dentro de una tolerancia cerca del valor contratado terminamos la iteracion

O sea primero definimos las siguientes funciones :

$PPs(\gamma,PPc) \quad PPt(\gamma,PPc) \quad QQt(\gamma,PPc) \quad FFs(\gamma,PPc)$

Para determinar las dos primeras, hay que resolver las ecuaciones de coordinacion: Damos primero un valor inicial para resolver las ecuaciones:

$PPs := 100 \qquad PPt := 120$

Given

$$\gamma = \frac{8.5\cdot 0.6 + .004\cdot 0.6\cdot PPs}{\frac{6}{1.1} + \frac{.0025\cdot 2}{1.1}\cdot PPt}$$

$$PPs + PPt = Pc_j$$

$$F(\gamma,j) := Find(PPs,PPt)$$

$$PPs(\gamma,j) := F(\gamma,j)_1 \qquad PPt(\gamma,j) := F(\gamma,j)_2$$

Por ejemplo

$$F(0.8,1) = \begin{pmatrix} 118.976 \\ 281.024 \end{pmatrix} \qquad F(0.8,3) = \begin{pmatrix} 359.94 \\ 440.06 \end{pmatrix} \qquad PPs(0.8,3) = 359.94 \quad PPt(0.8,3) = 440.06$$

El consumo de Gas en cada intervalo para un γ especificado es:

$$QQt(\gamma,j) := \frac{300 + 6\cdot PPt(\gamma,j) + .0025\cdot(PPt(\gamma,j))^2}{1.1}\cdot 4$$

El costo de operacion de la planta combinada es una funcion de su generacion P.

$$Hs(P) := 200 + 8.5\cdot P + .002\cdot P^2 \qquad Hs(P)\cdot 0.6\cdot 4 \rightarrow 480.0 + 20.40\cdot P + 4.8\cdot 10^{-3}\cdot P^2$$

$$FFs(P) := 480.0 + 20.4\cdot P + .0048\cdot P^2$$

En los calculos anteriores no hemos tenido en cuenta las limitacion de generacion en la Planta a Gas y en la Planta combinada.En el ejemplo presente no hay limitacion en ningun periodo, pero esto no se sabe de antemano. Cada computo de potencia
para cada intervalo se ha de pasar por un filtro para eliminar las generaciones fuera de limites

de limites

$$
g(\gamma,j) := \left|
\begin{array}{l}
\begin{pmatrix} s \\ t \end{pmatrix} \leftarrow F(\gamma,j) \\
\text{if } [(t < 50)\cdot(s < 500)] \\
\quad \left| \begin{array}{l} a \leftarrow Pc_j - 50 \\ b \leftarrow 50 \end{array} \right. \\
\text{if } [(t < 50)\cdot(s > 500)\cdot(s - 500 < 50 - t)] \\
\quad \left| \begin{array}{l} a \leftarrow Pc_j - 50 \\ b \leftarrow 50 \end{array} \right. \\
\text{if } [(t < 50)\cdot(s > 500)\cdot(s - 500 \geq 50 - t)] \\
\quad \left| \begin{array}{l} a \leftarrow 500 \\ b \leftarrow Pc_j - 500 \end{array} \right. \\
\text{if } [(t > 400)\cdot(s > 50)] \\
\quad \left| \begin{array}{l} a \leftarrow Pc_j - 400 \\ b \leftarrow 400 \end{array} \right. \\
\text{if } [(t > 400)\cdot(s < 50)\cdot(t - 400 > 50 - s)] \\
\quad \left| \begin{array}{l} a \leftarrow Pc_j - 400 \\ b \leftarrow 400 \end{array} \right. \\
\text{if } [(t > 400)\cdot(s < 50)\cdot(t - 400 \leq 50 - s)] \\
\quad \left| \begin{array}{l} a \leftarrow 50 \\ b \leftarrow Pc_j - 50 \end{array} \right. \\
\begin{pmatrix} a \\ b \end{pmatrix} \leftarrow F(\gamma,j) \quad \text{otherwise}
\end{array}
\right.
$$

El consumo de Gas y el costo de operacion en el dia es computado por :

$$
QF(\gamma) := \left|
\begin{array}{l}
s \leftarrow 0 \\
t \leftarrow 0 \\
f \leftarrow 0 \\
q \leftarrow 0 \\
\text{for } j \in 1..6 \\
\quad \left| \begin{array}{l}
s \leftarrow PPs(\gamma, j) \\
t \leftarrow PPt(\gamma, j) \\
q \leftarrow q + QQt(\gamma, j) \\
f \leftarrow f + FFs(s)
\end{array} \right. \\
qf \leftarrow \begin{pmatrix} q \\ f + 80000 \end{pmatrix}
\end{array}
\right.
$$

$$
QF(0.8) = \begin{pmatrix} 5.287 \times 10^{4} \\ 1.042 \times 10^{5} \end{pmatrix}
$$

El programa de iteracion para determinar el despacho optimo es:

$$
QQFF := \left|
\begin{array}{l}
\gamma\gamma \leftarrow 0.800 \\
\text{for } n \in 1..20 \\
\quad \left| \begin{array}{l}
s\varepsilon \leftarrow QF(\gamma\gamma)_1 - 40000 \\
\varepsilon \leftarrow |s\varepsilon| \\
\text{break if } \varepsilon \le 500 \\
\gamma\gamma \leftarrow \gamma\gamma + 0.005 \text{ if } s\varepsilon \ge 0 \\
\gamma\gamma \leftarrow \gamma\gamma - 0.005 \text{ if } s\varepsilon < 0
\end{array} \right. \\
v \leftarrow \begin{pmatrix} \gamma\gamma \\ QF(\gamma\gamma)_1 \\ QF(\gamma\gamma)_2 \end{pmatrix}
\end{array}
\right.
$$

$$
QQFF = \begin{pmatrix} 0.875 \\ 3.987 \times 10^{4} \\ 1.151 \times 10^{5} \end{pmatrix}
$$

El despacho se puede expresar por medio de una matrix:

$Cls(Ps) := 5.1 + .0024 \cdot Ps$ $\qquad$ $\lambda_j := 5.1 + .0024 \cdot PPs(QQFF_1, j)$

$M_{j,1} := PPs(QQFF_1, j)$ $\quad$ $M_{j,2} := PPt(QQFF_1, j)$ $\quad$ $M_{j,3} := Pc_j$ $\quad$ $M_{j,4} := \lambda_j$

$$
\begin{array}{cc}
 & \begin{array}{cccc} Ps & Pt & Pc & \lambda \end{array} \\
M = & \begin{pmatrix} 198.147 & 201.853 & 400 & 5.576 \\ 354.063 & 295.937 & 650 & 5.95 \\ 447.612 & 352.388 & 800 & 6.174 \\ 260.513 & 239.487 & 500 & 5.725 \\ 73.414 & 126.586 & 200 & 5.276 \\ 135.78 & 164.22 & 300 & 5.426 \end{pmatrix}
\end{array}
\qquad
j = \begin{array}{|c|} \hline 1 \\ \hline 2 \\ \hline 3 \\ \hline 4 \\ \hline 5 \\ \hline 6 \\ \hline \end{array}
$$

O sea que para usar exactamente los 4.000 1000pies cubicos de gas hay que despachar como lo indica la matrix M. El pseudo costo del gas es 0.875. El costo total de operacion es 115,100.00 dolares.
Se ha efectuado un ahorro de 132,130.00 - 115,100.00 = 16,900.00 dolares en el dia.
El despacho trata de consumir el gas disponible. Como el gas esta contratado y debe ser pago independientemente de si se usa o no, es logico que su uso sea el mas economico. Lo que este despacho determina, es la solucion mas economica con respecto a toda otra distribucion de la generacion entre la Planta Combinada y la Planta de Gas durante el dia.

NOTA :
En lo anterior, no hemos tenido en cuenta los limites de generacion. Sin embargo, en este ejemplo, ellos no han sido excedidos.
Ahora vamos a resolver el mismo ejemplo pero efectuando una reduccion del limite de generacion de la Planta de Gas. Pta=300 en vez de 400 como establecido anteriormente.

((Continua en **de_ec_6d**))

EJEMPLO 6D - Cambiemos solamente el limite superior de Pt: Pta=300

$$j := 1..6 \qquad Pc := \begin{pmatrix} 400 \\ 650 \\ 800 \\ 500 \\ 200 \\ 300 \end{pmatrix}$$

$$PPs := 100 \qquad PPt := 120$$

Given

$$\gamma = \frac{8.5 \cdot 0.6 + .004 \cdot 0.6 \cdot PPs}{\frac{6}{1.1} + \frac{.0025 \cdot 2}{1.1} \cdot PPt}$$

$$PPs + PPt = Pc_j$$

$$F(\gamma, j) := Find(PPs, PPt)$$

Por ejemplo $\quad F(0.9, 1) = \begin{pmatrix} 222.689 \\ 177.311 \end{pmatrix}$

$$PPs(\gamma, j) := F(\gamma, j)_1 \qquad PPt(\gamma, j) := F(\gamma, j)_2$$

Por ejemplo

$$F(0.9, 3) = \begin{pmatrix} 474.79 \\ 325.21 \end{pmatrix} \qquad PPs(0.9, 3) = 474.79 \qquad PPt(0.9, 3) = 325.21$$

El consumo de Gas en cada intervalo para un γ especificado es:

$$QQt(\gamma, j) := \frac{300 + 6 \cdot PPt(\gamma, j) + .0025 \cdot (PPt(\gamma, j))^2}{1.1} \cdot 4$$

El costo de opercion de la planta combinada es una funcion de su generacion P.

$$Hs(P) := 200 + 8.5 \cdot P + .002 \cdot P^2 \qquad Hs(P) \cdot 0.6 \cdot 4 \rightarrow 480.0 + 20.40 \cdot P + 4.8 \cdot 10^{-3} \cdot P^2$$

$$FFs(P) := 480.0 + 20.4 \cdot P + .0048 \cdot P^2$$

6-

$\gamma := 0.85$ (Valor inicial)

NOTA : Al empezar el problema se debe asegurar que la planta combinada (Ps) y la Planta a Gas tienen la capacidad necesaria para dar la carga. O sea que : Pcj > 50 + 50 y Pcj < 300+500 para todo j. Esto es verificado viendo el pronostico.
Ademas, Los valores de generacion para cada intervalo y para unvalor asumido de γ se deben filtrar por la siguiente rutina:

$$
PG(\gamma,j) := \left|
\begin{array}{l}
s \leftarrow PPs(\gamma,j) \\
t \leftarrow PPt(\gamma,j) \\
a \leftarrow 0 \\
b \leftarrow 0 \\
\text{if } [(t<50)\cdot(s<500)] \\
\quad \left| \begin{array}{l} a \leftarrow 50 \\ b \leftarrow Pc_j - 50 \end{array} \right. \\
\text{if } [(t<50)\cdot(s>500)\cdot(s-500<50-t)] \\
\quad \left| \begin{array}{l} a \leftarrow 50 \\ b \leftarrow Pc_j - 50 \end{array} \right. \\
\text{if } [(t<50)\cdot(s>500)\cdot(s-500\geq 50-t)] \\
\quad \left| \begin{array}{l} a \leftarrow Pc_j - 50 \\ b \leftarrow 500 \end{array} \right. \\
\text{if } [(t>300)\cdot(s>50)] \\
\quad \left| \begin{array}{l} a \leftarrow 300 \\ b \leftarrow Pc_j - 300 \end{array} \right. \\
\text{if } [(t>300)\cdot(s<50)\cdot(t-300>50-s)] \\
\quad \left| \begin{array}{l} a \leftarrow 300 \\ b \leftarrow Pc_j - 300 \end{array} \right. \\
\text{if } [(t>300)\cdot(s<50)\cdot(t-300<50-s)] \\
\quad \left| \begin{array}{l} a \leftarrow Pc_j - 50 \\ b \leftarrow 50 \end{array} \right. \\
\text{otherwise} \\
\quad \left| \begin{array}{l} a \leftarrow t \\ b \leftarrow s \end{array} \right. \\
v \leftarrow \begin{pmatrix} a \\ b \end{pmatrix}
\end{array}
\right.
$$

$PPPt(\gamma,j) := PG(\gamma,j)_1$ $PPPs(\gamma,j) := PG(\gamma,j)_2$ (Valores filtrados)

Por Ejemplo

$PG(0.9,3) = \begin{pmatrix} 300 \\ 500 \end{pmatrix}$ $PPPt(0.9,3) = 300$ $PPPs(0.9,3) = 500$

Calculemos los gstos totales de gas y el costo total de operacion para un asumido γ:

$$QF(\gamma) := \left| \begin{array}{l} s \leftarrow 0 \\ t \leftarrow 0 \\ f \leftarrow 0 \\ q \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..6 \\ \quad \left| \begin{array}{l} s \leftarrow PPs(\gamma, j) \\ t \leftarrow PPt(\gamma, j) \\ q \leftarrow q + QQt(\gamma, j) \\ f \leftarrow f + FFs(s) \end{array} \right. \\ qf \leftarrow \begin{pmatrix} q \\ f + 80000 \end{pmatrix} \end{array} \right.$$

La rutina principal ajusta el γ por iteracion hasta obtener el consumo de gas deseado:

$$QQFF := \left| \begin{array}{l} \gamma\gamma \leftarrow 0.800 \\ \text{for } n \in 1..20 \\ \quad \left| \begin{array}{l} s\varepsilon \leftarrow QF(\gamma\gamma)_1 - 40000 \\ \varepsilon \leftarrow |s\varepsilon| \\ \text{break if } \varepsilon \le 500 \\ \gamma\gamma \leftarrow \gamma\gamma + 0.005 \text{ if } s\varepsilon \ge 0 \\ \gamma\gamma \leftarrow \gamma\gamma - 0.005 \text{ if } s\varepsilon < 0 \end{array} \right. \\ v \leftarrow \begin{pmatrix} \gamma\gamma \\ QF(\gamma\gamma)_1 \\ QF(\gamma\gamma)_2 \end{pmatrix} \end{array} \right.$$

$$QQFF = \begin{pmatrix} 0.875 \\ 3.987 \times 10^4 \\ 1.151 \times 10^5 \end{pmatrix} \begin{array}{l} \gamma \\ \text{Gas Cons.} \\ \text{Costo} \end{array}$$

El resultado se edita como sigue:

$$\lambda_j := 5.1 + .0024 \cdot PPs(QQFF_1, j)$$

$$M_{j,1} := PPPs(QQFF_1, j) \quad M_{j,2} := PPPt(QQFF_1, j) \qquad M_{j,3} := Pc_j \qquad M_{j,4} := \lambda_j$$

$$M = \begin{array}{c} \begin{array}{cccc} Ps & Pt & Pc & \lambda \end{array} \\ \begin{pmatrix} 198.147 & 201.853 & 400 & 5.576 \\ 354.063 & 295.937 & 650 & 5.95 \\ 500 & 300 & 800 & 6.174 \\ 260.513 & 239.487 & 500 & 5.725 \\ 73.414 & 126.586 & 200 & 5.276 \\ 135.78 & 164.22 & 300 & 5.426 \end{pmatrix} \end{array} \qquad j = \begin{array}{|c|} \hline 1 \\ \hline 2 \\ \hline 3 \\ \hline 4 \\ \hline 5 \\ \hline 6 \\ \hline \end{array}$$

Despacho Hidrotermico.

Caso 1:

Se analiza primero el caso en que la Planta Hidraulica puede dar la carga en todo intervalo. O sea que:

$$Ph_j > Pc_j \quad \text{para} \quad j = (1 .. jmax)$$

Y que la energia almacenada en la hidraulica no es suficiente para pasar el periodo T. (El periodo consiste en jmax intervalos, cada uno de un tiempo nj). O sea que:

$$\sum_{j=1}^{jmax} Pc_j \cdot n_j > \sum_{j=1}^{jmax} Ph_j \cdot n_j \qquad T = \sum_{j=1}^{jmax} n_j$$

La energia faltante debe ser cubierta por la Planta termica:

$$E = \sum_{j=1}^{jmax} Pc_j \cdot n_j - \sum_{j=1}^{jmax} Ph_j \cdot n_j \qquad \text{O sea:} \qquad E = \sum_{j=1}^{jmax} Ps_j \cdot n_j$$

Como la hidraulica puede siempre dar la carga, la Planta termica no tiene por que estar en operacion todo el periodo. Una estrategia es la de producir con la termica, la energia faltante en los primeros Ns intervalos del periodo.

$$E = \sum_{j=1}^{N_s} Ps_j \cdot n_j \qquad \text{con} \qquad T_s = \sum_{j=1}^{N_s} n_j$$

El problema es el de OPTIMIZAR la funcion de Lagrange que incluye el costo de operacion de la termica sujeto al cumplimiento de el balance energetico.

$$\Gamma = \sum_{j=1}^{N_s} F(Ps_j) + \alpha \cdot \left(E - \sum_{j=1}^{N_s} Ps_j \cdot n_j \right)$$

Las ecuaciones de coordinacion son:

$$\frac{d}{dPs_j} F(Ps_j) = \alpha \qquad \text{con:} \qquad j = (1 .. N_s)$$

y la ecuacion del balance energetico:

$$E = \sum_{j=1}^{N_s} Ps_j \cdot n_j$$

Esta ecuacion indica que la termica debe operar con igual costo incremental durante todo intervalo. O sea con potencia constante. Llamemos esta potencia PPs

Entonces $E = PPs \cdot T_s \qquad T_s = \frac{E}{PPs}$

Si la termica tiene una funcion de costos cuadratica , el costo de la operacion termica en el intervalo Ts es:

$$F_T = \left(A + B \cdot PPs + C \cdot PPs^2\right) \cdot T_s \qquad F_T = \left(A + B \cdot PPs + C \cdot PPs^2\right) \cdot \frac{E}{PPs}$$

$$\frac{d}{dPPs} F_T = -A \cdot \frac{E}{PPs^2} + C \cdot E \qquad CE = \frac{AE}{PPs^2} \qquad PPs = \sqrt{\frac{A}{C}}$$

O sea que la termica se opera al punto de maxima de eficiencia por el tiempo necesario para dar la energia faltante.

El punto de maxima eficiencia es el de minimo MBtu/hr input por MW output:

Osea el minimo de: $\frac{H(Ps)}{Ps}$

$$H(Ps) = \frac{F(Ps)}{fc} \qquad \frac{H(Ps)}{Ps} = \frac{F(Ps)}{fc \cdot Ps} \qquad \frac{F(Ps)}{fc \cdot Ps} = \frac{\left(\frac{A}{Ps} + B + C \cdot Ps\right)}{fc}$$

Minimizando : $\frac{d}{dPs}\left(\frac{MBtu}{MW}\right) = \frac{-A}{Ps^2} + C \qquad Ps = \sqrt{\frac{A}{C}}$

<u>Caso 2</u>:

Si en vez de ser conocida la energia almacenada en la hidraulica: $\sum_{j=1}^{jmax} Ph_j \cdot n_j$

se conoce la cantidad de agua almacenada: $\sum_{j=1}^{jmax} q_j \cdot n_j = Q$

Sea el problema, por ejemplo :

Despachar una carga constante de 90 MW por una semana (168 h).

Planta Hidraulica:

$q = 300 + 15 \cdot Ph \qquad \frac{acres \cdot ft}{h}$

$0 < Ph < 100$

Planta Termica

$H(Ps) := 53.25 + 11.27 \cdot Ps + .0213 \cdot Ps^2 \qquad \frac{MBtu}{hr}$

$0 < Ps < 50$

Asumimos que disponibilidad de agua almacenada por la semana es de: Q=250000 acres*ft

El punto de maxima eficiencia es: $Ps = \sqrt{\frac{53.25}{.0213}}$ MW $\qquad \sqrt{\frac{53.25}{0.0213}} = 50$

Despacho Hidrotermico.

Caso 1:

Se analiza primero el caso en que la Planta Hidraulica puede dar la carga en todo intervalo. O sea que:

$$Ph_j > Pc_j \quad \text{para} \quad j = (1..jmax)$$

Y que la energia almacenada en la hidraulica no es suficiente para pasar el periodo T. (El periodo consiste en jmax intervalos, cada uno de un tiempo nj). O sea que:

$$\sum_{j=1}^{jmax} Pc_j \cdot n_j > \sum_{j=1}^{jmax} Ph_j \cdot n_j \qquad T = \sum_{j=1}^{jmax} n_j$$

La energia faltante debe ser cubierta por la Planta termica:

$$E = \sum_{j=1}^{jmax} Pc_j \cdot n_j - \sum_{j=1}^{jmax} Ph_j \cdot n_j \qquad \text{O sea:} \qquad E = \sum_{j=1}^{jmax} Ps_j \cdot n_j$$

Como la hidraulica puede siempre dar la carga, la Planta termica no tiene por que estar en operacion todo el periodo. Una estrategia es la de producir con la termica, la energia faltante en los primeros Ns intervalos del periodo.

$$E = \sum_{j=1}^{N_s} Ps_j \cdot n_j \qquad \text{con} \qquad T_s = \sum_{j=1}^{N_s} n_j$$

El problema es el de OPTIMIZAR la funcion de Lagrange que incluye el costo de operacion de la termica sujeto al cumplimiento de el balance energetico.

$$\Gamma = \sum_{j=1}^{N_s} F(Ps_j) + \alpha \cdot \left(E - \sum_{j=1}^{N_s} Ps_j \cdot n_j \right)$$

Las ecuaciones de coordinacion son:

$$\frac{d}{dPs_j} F(Ps_j) = \alpha \qquad \text{con:} \qquad j = (1..N_s)$$

y la ecuacion del balance energetico:

$$E = \sum_{j=1}^{N_s} Ps_j \cdot n_j$$

Esta ecuacion indica que la termica debe operar con igual costo incremental durante todo intervalo. O sea con potencia constante. Llamemos esta potencia PPs

Entonces $\qquad E = PPs \cdot T_s \qquad T_s = \dfrac{E}{PPs}$

6-11

Entonces Ph = 40 MW

$q(Ph) := 300 + 15 \cdot Ph$

Damos valores iniciales: $T_s := 100$ $Q_1 := 100000$ $Q_2 := 150000$

Given

$Q_1 = q(40) \cdot T_s$

$Q_2 = q(90) \cdot (168 - T_s)$

$Q_1 + Q_2 = 250000$

$V := \mathrm{Find}(T_s, Q_1, Q_2)$

$Ts := V_1$ $Ts = 36.267$ $Q_1 := V_2$ $Q_1 = 3.264 \times 10^4$ $_2 := V_3$ $Q_2 = 2.174 \times 10^5$

O sea que la termica debe operar a 50MW por 36.27 horas. La hidraulica va a operar a 40 MW durante ese tiempo y a 50 MW el resto de tiempo (168 - 36.27)=131.73

RDM - June 1999 - Co_Hi_7A.mcd - (1-3)

COORDINACION HIDRAULIACA GRADIENTE OPTIMO

CALCULE costos de la Generacion combinada equivalente
Fs(Ps) Cl(Ps)

Partir de un despacho licito
Balance de Gen y Carga y que cumpla con el gasto de agua
(Por ejemplo usando Grad. Simple)

CALCULE

$$\lambda_j = n_j \cdot \frac{d}{dPs} Fs(Ps)$$

VERIFIQUE

$$Q_{tot} = \sum_j n_j \cdot q_j$$

CALCULE γ_j para todo j

$$\gamma_j = \frac{\frac{d}{dPs} Fs(Ps)}{\frac{d}{dPt} q(Pt)}$$

CALCULE

$$F_{tot} = \sum_j n_j \cdot Fs(Ps)_j$$

DETERMINE

j_a intervalo con maximo γ

j_b intervalo con minimo γ

AJUSTE los gastos de agua en dichos intervalos

$$q_{ja} = q_{ja} + \frac{\Delta q}{n_{ja}} \qquad q_{jb} = q_{jb} - \frac{\Delta q}{n_{jb}}$$

CALCULE los nuevos Pt, Ps, Fs y ΔFs para los intervalos ja y jb

CALCULE

$$\Delta F_{TOT} = \Delta Fs(ja) + \Delta Fs(jb)$$

$$|\Delta F_{tot}| < \text{Tolerancia}$$

No

CALCULE nuevos γ para j_a y j_b

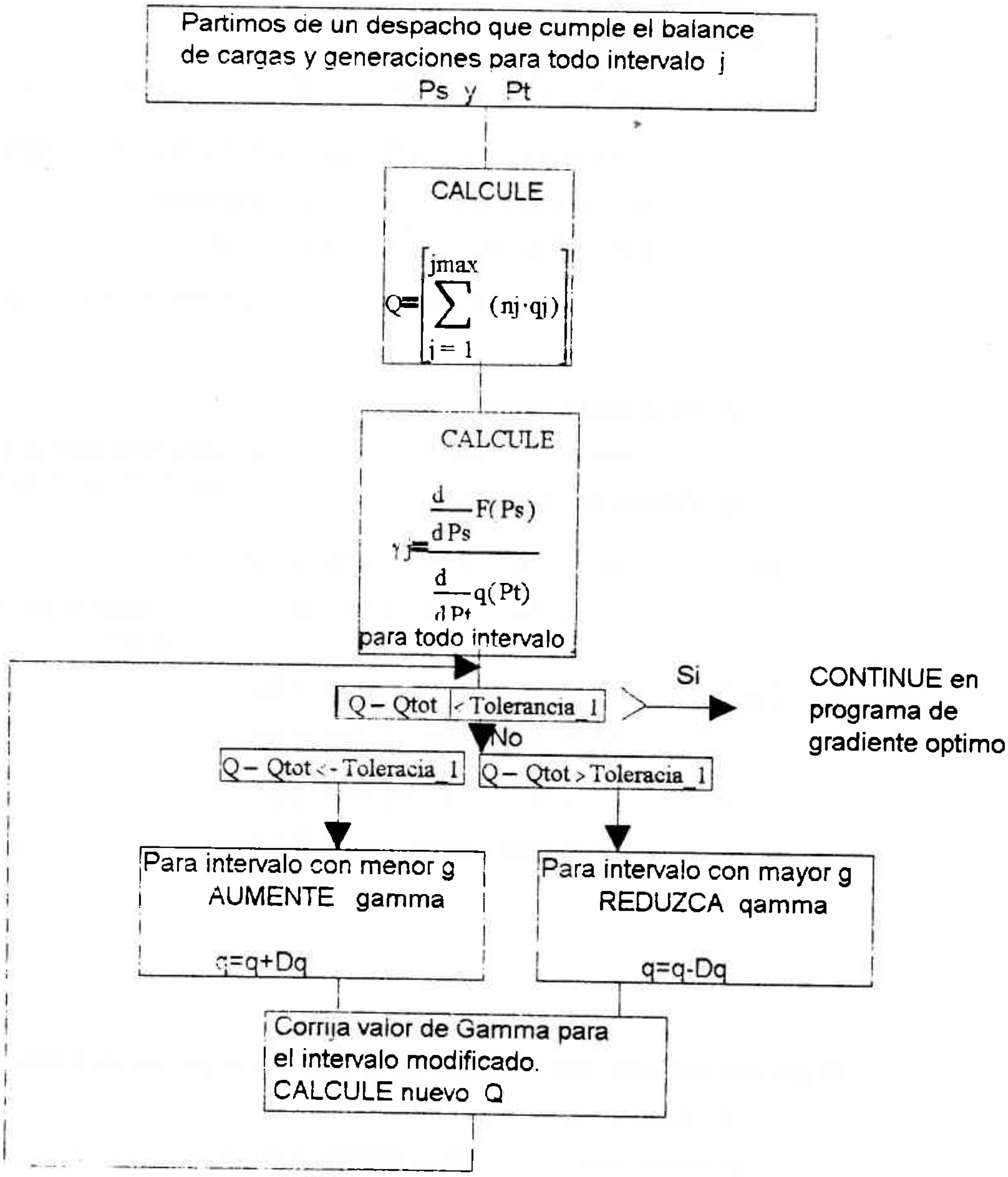
Si

Fin

RDM - Junio 1999

FIG_6_7B.XLS

Programa del Gradiente Simple



6

EJEMPLO 7C **COORDINACION HIDRAULICA** (GRADIENTE OPTIMO)

1 - PLANTEO DEL PROBLEMA

a - **Planta Termica equivalente**

$H(Ps) := 500 + 8 \cdot Ps + .0016 \cdot Ps^2 \quad \frac{MBtu}{h}$ $\quad fc := 1.15$ \$/MBtu $\quad 150 < Ps < 1500$

b - **Planta Hidraulica**

$q(Ph) := 330 + 4.97 \cdot Ph \quad \frac{acres \cdot ft}{h}$ para $0 < Ph < 1000$

$q(Ph) := 5300 + 12 \cdot (Ph - 1000) + 0.05 \cdot (Ph - 1000)^2$ para $1000 < Ph < 1100$

Lo que se puede expresar en una sola expresion:

$$q(Ph) := \left| \begin{array}{l} q \leftarrow 330 + 4.97 \cdot Ph \ \text{ if } Ph < 1000 \\ q \leftarrow 5300 + 12 \cdot (Ph - 1000) + 0.05 \cdot (Ph - 1000)^2 \ \text{ if } Ph \geq 1000 \\ q \end{array} \right.$$

c - **Perdidas en transmision**

$Ptr(Ph) := .00008 \cdot Ph^2$

Para simplificar este calculo, en adelante se desestiman las perdidas de transmision

d - **Pronostico de cargas**

Dia 1 $\quad Pc_1 := 1200$ para 24:00 a 12:00 h

$Pc_2 := 1500$ para 12:00 a 24:00 h

Dia 2 $\quad Pc_3 := 1100$ para 24:00 a 12:00

$Pc_4 := 1800$ para 12:00 a 24:00

Dia 3 $\quad Pc_5 := 950$ para 24:00 a 12:00

$Pc_6 := 1300$ para 12:00 a 24:00

Lo que se puede expresar como un vector:

$$Pc = \begin{bmatrix} 1.2 \cdot 10^3 \\ 1.5 \cdot 10^3 \\ 1.1 \cdot 10^3 \\ 1.8 \cdot 10^3 \\ 950 \\ 1.3 \cdot 10^3 \end{bmatrix}$$

O sea, hay seis intervalos de tiempo de 12 horas un el periodo de 3 dias. $\quad j := 1..6$

e - Lago de almacenamiento:

Volumen inicial : $\quad Vi := 100000$ acre – ft

Volumen final : $\quad Vf := 60000$ acre – ft

Capacidad : $\quad 60000 < V < 120000$ acre-ft

d - Aporte constante: $\quad$ 2000 acre-ft/hr

2 - RESOLUCION

a - Despacho Inicial a descarga constante:

$q := 2000 + \frac{(100000 - 60000)}{6 \cdot 12}$ $\quad q = 2.556 \cdot 10^3 \quad Ph := \frac{q - 330}{4.97} \quad Ph = 447.798$

$j := 1 .. 6$

$Ps_j := Pc_j - Ph \qquad \gamma = \frac{\frac{d}{dPs}F(Ps)}{\frac{d}{dPh}q(Ph)} \qquad F(Ps) := H(Ps) \cdot fc$

$M^{<1>} := F$

$\gamma_j := \frac{9.2 + 0.00368 \cdot (Pc_j - Ph)}{4.97} \qquad M^{<3>} := \gamma \qquad M^{<5>} := \begin{bmatrix} q \\ q \\ q \\ q \\ q \\ q \end{bmatrix} \qquad M^{<2>} := \begin{bmatrix} Ph \\ Ph \\ Ph \\ Ph \\ Ph \\ Ph \end{bmatrix}$

$V_j := Vi - (q - 2000) \cdot 12 \cdot j \qquad M^{<4>} := V$

$$Ftot := \sum_{j=1}^{6} 1.15 \cdot 12 \cdot \left[500 + 8 \cdot Ps_j + 0.0016 \cdot (Ps_j)^2\right]$$

$$\begin{array}{cc} & \begin{array}{ccccc} Ps & Ph & \gamma & V & q \end{array} \\ M = & \begin{bmatrix} 752.202 & 447.798 & 2.408 & 9.333 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \\ 1.052 \cdot 10^3 & 447.798 & 2.63 & 8.667 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \\ 652.202 & 447.798 & 2.334 & 8 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \\ 1.352 \cdot 10^3 & 447.798 & 2.852 & 7.333 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \\ 502.202 & 447.798 & 2.223 & 6.667 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \\ 852.202 & 447.798 & 2.482 & 6 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \end{bmatrix} \end{array} \quad \begin{array}{c} j \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \end{array}$$

$Ftot = 7.197 \cdot 10^5 \qquad \$ \ 719,700$

Primera Iteracion
Para j=5 con el minimo γ , reduzcamos el q en 1000 acre-ft/hr.
Para j=4 con el maximo γ , aumentemos el q en 1000 acre-ft/hr

$q_1 := 2556 \quad q_2 := 2556 \quad q_3 := 2556 \quad q_4 := 3556 \quad q_5 := 1556 \quad q_6 := 2556$

$$M^{<5>} := q$$

Como el q es menor que 5300 se puede calcular el Ph usando la primer formula.

(Solo abria que hacer los calculos para j=4 y para j=5. Pero por la primer iteracion lo hacemos para todos los intervalos)

$j := 1..6$

$$Ph_j := \frac{q_j - 330}{4.97} \qquad Ph = \begin{bmatrix} 447.887 \\ 447.887 \\ 447.887 \\ 649.095 \\ 246.68 \\ 447.887 \end{bmatrix}$$

$M^{<2>} := Ph$

Las cargas siguen siendo: $Pc := \begin{bmatrix} 1200 \\ 1500 \\ 1100 \\ 1800 \\ 950 \\ 1300 \end{bmatrix}$

Por tanto $Ps_j := Pc_j - Ph_j$

$$Ps = \begin{bmatrix} 752.113 \\ 1.052 \cdot 10^3 \\ 652.113 \\ 1.151 \cdot 10^3 \\ 703.32 \\ 852.113 \end{bmatrix}$$

$M^{<1>} := Ps$

Ahora calculamos los nuevos γ:

$$\gamma_j := \frac{9.2 + 0.00368 \cdot \left(Pc_j - Ph_j\right)}{4.97} \qquad \gamma = \begin{bmatrix} 2.408 \\ 2.63 \\ 2.334 \\ 2.703 \\ 2.372 \\ 2.482 \end{bmatrix}$$

Por supuesto solo han cambiado j = 4 y j = 5

$M^{<3>} := \gamma$

Los volumenes del Lago son ahora:

$Vi := 100000$

$$V_j := Vi - \sum_{j=1}^{j} \left(q_j - 2000\right) \cdot 12 \qquad V = \begin{bmatrix} 9.333 \cdot 10^4 \\ 8.666 \cdot 10^4 \\ 7.998 \cdot 10^4 \\ 6.131 \cdot 10^4 \\ 6.664 \cdot 10^4 \\ 5.997 \cdot 10^4 \end{bmatrix}$$

$M^{<4>} := V$

El costo total se calcula ahora como:

$$\text{Ftot} := \sum_{j=1}^{6} \left[500 + 8 \cdot Ps_j + .0016 \cdot Ps_j^{\,2}\right] \cdot 1.15 \cdot 12 \qquad \text{Ftot} = 7.139 \cdot 10^5$$

$$\begin{array}{c|c} & \begin{array}{ccccc} Ps & Ph & \gamma & V & q \end{array} \\ \begin{array}{c} j \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \end{array} & M = \begin{bmatrix} 752.113 & 447.887 & 2.408 & 9.333\cdot10^4 & 2.556\cdot10^3 \\ 1.052\cdot10^3 & 447.887 & 2.63 & 8.666\cdot10^4 & 2.556\cdot10^3 \\ 652.113 & 447.887 & 2.334 & 7.998\cdot10^4 & 2.556\cdot10^3 \\ 1.151\cdot10^3 & 649.095 & 2.703 & 6.131\cdot10^4 & 3.556\cdot10^3 \\ 703.32 & 246.68 & 2.372 & 6.664\cdot10^4 & 1.556\cdot10^3 \\ 852.113 & 447.887 & 2.482 & 5.997\cdot10^4 & 2.556\cdot10^3 \end{bmatrix} \end{array}$$

Segunda Iteracion

Para j=3 con el minimo γ , reduzcamos el q en 400 acre-ft/hr.
Para j=4 con el maximo γ , aumentemos el q en 400 acre-ft/hr

$$q_3 := 2155.555 \qquad q_4 := 3955.555 \qquad q = \begin{bmatrix} 2.556\cdot10^3 \\ 2.556\cdot10^3 \\ 2.156\cdot10^3 \\ 3.956\cdot10^3 \\ 1.556\cdot10^3 \\ 2.556\cdot10^3 \end{bmatrix}$$

$$M^{<5>} := q$$

$$Ph_j := \frac{q_j - 330}{4.97} \qquad M^{<2>} := Ph \qquad Ps_j := Pc_j - Ph_j \qquad M^{<1>} := Ps$$

Ahora calculamos los nuevos γ:

$$\gamma_j := \frac{9.2 + 0.00368 \cdot Pc_j - Ph_j}{4.97}$$

Por supuesto solo han cambiado j = 4 y j = 5

$$M^{<3>} := \gamma \qquad \gamma = \begin{bmatrix} 2.408 \\ 2.63 \\ 2.394 \\ 2.644 \\ 2.372 \\ 2.482 \end{bmatrix}$$

Los volumenes del Lago son ahora:

$Vi := 100000$

$$V_j := Vi - \left(\sum_{j=1}^{j} q_j - 2000\right) \cdot 12 \qquad V = \begin{bmatrix} 9.333 \cdot 10^4 \\ 8.666 \cdot 10^4 \\ 8.479 \cdot 10^4 \\ 6.132 \cdot 10^4 \\ 6.665 \cdot 10^4 \\ 5.998 \cdot 10^4 \end{bmatrix}$$

$$M^{<4>} := V$$

El costo total se calcula ahora como:

$$Ftot := \sum_{j=1}^{6} \left[500 + 8 \cdot Ps_j + .0016 \cdot Ps_j^{\ 2}\right] \cdot 1.15 \cdot 12 \qquad Ftot = 7.124 \cdot 10^5$$

$$\begin{array}{c c c} j & & \begin{array}{ccccc} Ps & Ph & \gamma & V & q \end{array} \\ 1 & & \\ 2 & & \\ 3 & M = & \begin{bmatrix} 752.113 & 447.887 & 2.408 & 9.333 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \\ 1.052 \cdot 10^3 & 447.887 & 2.63 & 8.666 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \\ 732.685 & 367.315 & 2.394 & 8.479 \cdot 10^4 & 2.156 \cdot 10^3 \\ 1.071 \cdot 10^3 & 729.488 & 2.644 & 6.132 \cdot 10^4 & 3.956 \cdot 10^3 \\ 703.32 & 246.68 & 2.372 & 6.665 \cdot 10^4 & 1.556 \cdot 10^3 \\ 852.113 & 447.887 & 2.482 & 5.998 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \end{bmatrix} \\ 4 & & \\ 5 & & \\ 6 & & \end{array}$$

$$Ftot = 7.124 \cdot 10^5$$

6-

Tercera Iteracion

Para j=5 con el minimo γ , reduzcamos el q en 100 acre-ft/hr.

Para j=4 con el maximo γ , aumentemos el q en 100 acre-ft/hr

$q_5 := 1455.555$ $\quad$ $q_4 := 4055.555$ $\quad$ $q := \begin{bmatrix} 2555.555 \\ 2555.555 \\ 2155.555 \\ 4055.555 \\ 1455.555 \\ 2555.555 \end{bmatrix}$

$M^{<5>} := q$ $\quad$ $j := 1..6$ $\quad$ $Pc_1 := 1200$ $\quad$ $Pc_2 := 1500$ $\quad$ $Pc_3 := 1100$

$Pc_4 := 1800$ $\quad$ $Pc_5 := 950$ $\quad$ $Pc_6 := 1300$

$Ph_j := \dfrac{q_j - 330}{4.97}$ $\quad$ $M^{<2>} := Ph$ $\quad$ $Ps_j := Pc_j - Ph_j$ $\quad$ $M^{<1>} := Ps$

$\gamma_j := \dfrac{9.2 + 0.00368 \cdot (Pc_j - Ph_j)}{4.97}$ $\quad$ $M^{<3>} := \gamma$ $\quad$ $Vi := 100000$

$V_j := Vi - \sum_{j=1}^{j} (q_j - 2000) \cdot 12$ $\quad$ $M^{<4>} := V$ $\quad$ $Ftot := \sum_{j=1}^{6} \left[500 + 8 \cdot Ps_j + .0016 \cdot (Ps_j)^2\right] \cdot 1.15 \cdot 12$

$$\begin{array}{c c} \begin{array}{c} j \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \end{array} & \begin{array}{c} \\ \\ \\ \\ \\ \\ M = \end{array} \begin{array}{ccccc} Ps & Ph & \gamma & V & q \\ \end{array} \\ & \begin{bmatrix} 752.202 & 447.798 & 2.408 & 9.333 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \\ 1.052 \cdot 10^3 & 447.798 & 2.63 & 8.667 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \\ 732.685 & 367.315 & 2.394 & 8.48 \cdot 10^4 & 2.156 \cdot 10^3 \\ 1.05 \cdot 10^3 & 749.609 & 2.629 & 6.013 \cdot 10^4 & 4.056 \cdot 10^3 \\ 723.53 & 226.47 & 2.387 & 6.667 \cdot 10^4 & 1.456 \cdot 10^3 \\ 852.202 & 447.798 & 2.482 & 6 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \end{bmatrix} \end{array}$$

$Ftot = 7.122 \cdot 10^5$

Cuarta Iteracion
Para j=5 con el minimo γ , reduzcamos el q en 10 acre-ft/hr.
Para j=2 con el maximo γ , aumentemos el q en 10 acre-ft/hr

$$q_5 := 1445.555 \qquad q_2 := 2565.555 \qquad q := \begin{bmatrix} 2555.555 \\ 2565.555 \\ 2155.555 \\ 4055.555 \\ 1445.555 \\ 2555.555 \end{bmatrix}$$

$$M^{<5>} := q \qquad j := 1..6 \qquad Pc_1 := 1200 \qquad Pc_2 := 1500$$

$$Pc_3 := 1100 \qquad Pc_4 := 1800 \qquad Pc_5 := 950 \qquad Pc_6 := 1300$$

$$Ph_j := \frac{q_j - 330}{4.97} \qquad M^{<2>} := Ph \qquad Ps_j := Pc_j - Ph_j \qquad M^{<1>} := Ps$$

$$\gamma_j := \frac{9.2 + 0.00368 \cdot (Pc_j - Ph_j)}{4.97} \qquad M^{<3>} := \gamma \qquad Vi := 100000$$

$$V_j := Vi - \sum_{j=1}^{j} (q_j - 2000) \cdot 12 \qquad M^{<4>} := V$$

$$Ftot := \sum_{j=1}^{6} \left[500 + 8 \cdot Ps_j + .0016 \cdot Ps_j^{\ 2}\right] \cdot 1.15 \cdot 12$$

$$\begin{array}{c c} \begin{array}{c} j \\ \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \end{array} & \begin{array}{c} \begin{array}{ccccc} Ps & Ph & \gamma & V & q \end{array} \\ M = \begin{bmatrix} 752.202 & 447.798 & 2.408 & 9.333 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \\ 1.05 \cdot 10^3 & 449.81 & 2.629 & 8.655 \cdot 10^4 & 2.566 \cdot 10^3 \\ 732.685 & 367.315 & 2.394 & 8.468 \cdot 10^4 & 2.156 \cdot 10^3 \\ 1.05 \cdot 10^3 & 749.609 & 2.629 & 6.001 \cdot 10^4 & 4.056 \cdot 10^3 \\ 725.542 & 224.458 & 2.388 & 6.667 \cdot 10^4 & 1.446 \cdot 10^3 \\ 852.202 & 447.798 & 2.482 & 6 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \end{bmatrix} \end{array} \end{array}$$

$$Ftot = 7.121 \cdot 10^5$$

Quinta Iteracion
Para j=5 con el minimo γ, reduzcamos el q en 1.111 acre-ft/hr.
Para j=4 con el maximo γ, aumentemos el q en 1.111 acre-ft/hr

$q_5 := 1444.444 \qquad q_4 := 4056.666 \qquad q := \begin{bmatrix} 2555.555 \\ 2565.555 \\ 2155.555 \\ 4056.666 \\ 1444.444 \\ 2555.555 \end{bmatrix}$

$M^{<5>} := q \qquad j := 1..6 \qquad Pc_1 := 1200 \qquad Pc_2 := 1500$

$Pc_3 := 1100 \qquad Pc_4 := 1800 \qquad Pc_5 := 950 \qquad Pc_6 := 1300$

$Ph_j := \dfrac{q_j - 330}{4.97} \qquad M^{<2>} := Ph \qquad Ps_j := Pc_j - Ph_j \qquad M^{<1>} := Ps$

$\gamma_j := \dfrac{9.2 + 0.00368 \cdot (Pc_j - Ph_j)}{4.97} \qquad M^{<3>} := \gamma \qquad Vi := 100000$

$V_j := Vi - \sum_{j=1}^{j} (q_j - 2000) \cdot 12 \qquad M^{<4>} := V$

$Ftot := \sum_{j=1}^{6} 1.15 \cdot 12 \cdot \left[500 + 8 \cdot Ps_j + 0.0016 \cdot (Ps_j)^2\right]$

$$M = \begin{array}{ccccc} Ps & Ph & \gamma & V & q \\ \end{array}$$

$$M = \begin{bmatrix} 752.202 & 447.798 & 2.408 & 9.333 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \\ 1.05 \cdot 10^3 & 449.81 & 2.629 & 8.655 \cdot 10^4 & 2.566 \cdot 10^3 \\ 732.685 & 367.315 & 2.394 & 8.468 \cdot 10^4 & 2.156 \cdot 10^3 \\ 1.05 \cdot 10^3 & 749.832 & 2.629 & 6 \cdot 10^4 & 4.057 \cdot 10^3 \\ 725.766 & 224.234 & 2.388 & 6.667 \cdot 10^4 & 1.444 \cdot 10^3 \\ 852.202 & 447.798 & 2.482 & 6 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \end{bmatrix}$$

$Ftot = 7.121 \cdot 10^5$

Septima Iteracion
Hacemos las correcciones entre los intervalos 1 y 4
Se debe hacer la correccion antes y/o despues, balanceando las correcciones.
Para j=1 con el minimo γ , reduzcamos el q en 750 acre-ft/hr.
Para j=4 con el maximo γ , aumentemos el q en 750 acre-ft/hr

$$q_1 := 1805.555 \qquad q_4 := 4806.666 \qquad q := \begin{bmatrix} 1805.555 \\ 3365.555 \\ 1355.555 \\ 4806.666 \\ 1444.444 \\ 2555.555 \end{bmatrix}$$

$$M^{<5>} := q \qquad j := 1..6 \qquad Pc_1 := 1200 \qquad Pc_2 := 1500$$

$$Pc_3 := 1100 \qquad Pc_4 := 1800 \qquad Pc_5 := 950 \qquad Pc_6 := 1300$$

$$Ph_j := \frac{q_j - 330}{4.97} \qquad M^{<2>} := Ph \qquad Ps_j := Pc_j - Ph_j \qquad M^{<1>} := Ps$$

$$\gamma_j := \frac{9.2 + 0.00368 \cdot (Pc_j - Ph_j)}{4.97} \qquad M^{<3>} := \gamma \qquad Vi := 100000$$

$$V_j := Vi - \sum_{j=1}^{j} (q_j - 2000) \cdot 12 \qquad M^{<4>} := V$$

$$Ftot := \sum_{j=1}^{6} 1.15 \cdot 12 \cdot \left[500 + 8 \cdot Ps_j + .0016 \cdot (Ps_j)^2\right]$$

$$\begin{array}{cccccc} & Ps & Ph & \gamma & V & q \\ M = & \left[\begin{array}{ccccc} 903.108 & 296.892 & 2.52 & 1.023 \cdot 10^5 & 1.806 \cdot 10^3 \\ 889.224 & 610.776 & 2.51 & 8.595 \cdot 10^4 & 3.366 \cdot 10^3 \\ 893.651 & 206.349 & 2.513 & 9.368 \cdot 10^4 & 1.356 \cdot 10^3 \\ 899.262 & 900.738 & 2.517 & 6 \cdot 10^4 & 4.807 \cdot 10^3 \\ 725.766 & 224.234 & 2.388 & 6.667 \cdot 10^4 & 1.444 \cdot 10^3 \\ 852.202 & 447.798 & 2.482 & 6 \cdot 10^4 & 2.556 \cdot 10^3 \end{array}\right] \end{array}$$

$$Ftot = 7.1 \cdot 10^5$$

Octava Iteracion
Hacemos las correcciones entre los intervalos 5 y 6
Se debe hacer la correccion antes y/o despues, balanceando las correcciones.
Para j=5 con el minimo γ, reduzcamos el q en 400 acre-ft/hr.
Para j=6 con el maximo γ, aumentemos el q en 400 acre-ft/hr

$$q_5 := 1044.444 \qquad q_6 := 2955.555 \qquad q := \begin{bmatrix} 1805.555 \\ 3365.555 \\ 1355.555 \\ 4806.666 \\ 1044.444 \\ 2955.555 \end{bmatrix}$$

$$M^{<5>} := q \qquad j := 1..6 \qquad Pc_1 := 1200 \qquad Pc_2 := 1500$$

$$Pc_3 := 1100 \qquad Pc_4 := 1800 \qquad Pc_5 := 950 \qquad Pc_6 := 1300$$

$$Ph_j := \frac{q_j - 330}{4.97} \qquad M^{<2>} := Ph \qquad Ps_j := Pc_j - Ph_j \qquad M^{<1>} := Ps$$

$$\gamma_j := \frac{9.2 + 0.00368 \cdot (Pc_j - Ph_j)}{4.97} \qquad M^{<3>} := \gamma \qquad Vi := 100000$$

$$V_j := Vi - \sum_{j=1}^{j} (q_j - 2000) \cdot 12 \qquad M^{<4>} := V$$

$$Ftot := \sum_{j=1}^{6} 1.15 \cdot 12 \cdot \left[500 + 8 \cdot Ps_j + .0016 \cdot (Ps_j{}^2)\right]$$

$$\begin{array}{ccccc} \textbf{Ps} & \textbf{Ph} & \gamma & \textbf{V} & \textbf{q} \end{array}$$

$$M = \begin{bmatrix} 903.108 & 296.892 & 2.52 & 1.023 \cdot 10^5 & 1.806 \cdot 10^3 \\ 889.224 & 610.776 & 2.51 & 8.595 \cdot 10^4 & 3.366 \cdot 10^3 \\ 893.651 & 206.349 & 2.513 & 9.368 \cdot 10^4 & 1.356 \cdot 10^3 \\ 899.262 & 900.738 & 2.517 & 6 \cdot 10^4 & 4.807 \cdot 10^3 \\ 806.249 & 143.751 & 2.448 & 7.147 \cdot 10^4 & 1.044 \cdot 10^3 \\ 771.719 & 528.281 & 2.423 & 6 \cdot 10^4 & 2.956 \cdot 10^3 \end{bmatrix}$$

$$Ftot = 7.099 \cdot 10^5$$

Entre las dos ultimas iteraciones se redujo el costo en $163. por lo tanto se termina aqui el calculo.

RDM - CO_HI_7C.123

PROGRAMACION DINAMICA (7 E)

Termica equivalente

$$F(Ps) := 700 + 4.8 \cdot Ps + \frac{Ps^2}{2000} \qquad \frac{d}{dPs}F(Ps) \rightarrow 4.8 + \frac{1}{1000} \cdot Ps \qquad 200 < Ps < 1200$$

Hidro

$$q(Ph) := 260 + 10 \cdot Ph \qquad 0 < Ph < 200 \qquad 0 < q(Ph) < 2260$$

Pronostico	**Aportes**	**Lago de almacenamiento**
MW	acre-ft/hr	acre-ft

$$Pc := \begin{bmatrix} 600 \\ 1000 \\ 900 \\ 500 \\ 400 \\ 300 \end{bmatrix} \qquad R := \begin{bmatrix} 1000 \\ 1000 \\ 1000 \\ 1000 \\ 1000 \\ 1000 \end{bmatrix}$$

$$Vi := 10000$$

$$Vf := 10000$$

$$6000 < V < 18000$$

Periodo de Despacho : Un dia. Se eligen 6 intervalos de 4 hr $\quad j := 1 .. 6$

RESOLUCION

El Lago se analiza en pasos de 2000 acre-ft.

En un caso real se empieza por considerar intervalos y pasos grandes para luego afinar para llegar al despacho optimo.

Durante cada intervalo el flujo de agua turbinada es cte.

$$q_j = \frac{V_{j-1} - V_j}{4} + 1000$$

Primer Intervalo

Se consideran todos los casos posible: partiendo de Vi=10000 y terminando en Vk

$$Vk := \begin{bmatrix} 14000 \\ 12000 \\ 10000 \\ 8000 \\ 6000 \end{bmatrix} \quad \text{y se calculan los} \quad qk := \begin{bmatrix} 0 \\ 500 \\ 1000 \\ 1500 \\ 2000 \end{bmatrix}$$

Los casos extremos son para turbina cerrada (q = 0) y para turbina al maximo (q = 2260)

$$M(Vi, Fi, Vk, j) := \left| \begin{array}{l} q \leftarrow \dfrac{Vi - Vk}{4} + 1000 \\ Ph \leftarrow 0 \ \text{ if } \ q = 0 \\ Ph \leftarrow \dfrac{q - 260}{10} \ \text{ if } \ q > 0 \\ Ps \leftarrow Pc_j - Ph \\ F \leftarrow \left(700 + 4.8 \cdot Ps + \dfrac{Ps^2}{2000}\right) \cdot 4 + Fi \\ M \leftarrow (Vk \ \ Vi \ \ q \ \ Ph \ \ Ps \ \ F) \end{array} \right.$$

$M(10000, 0, 14000, 1) = \left[1.4 \cdot 10^4 \ \ 1 \cdot 10^4 \ \ 0 \ \ 0 \ \ 600 \ \ 1.504 \cdot 10^4\right]$

$M(10000, 0, 12000, 1) = \left[1.2 \cdot 10^4 \ \ 1 \cdot 10^4 \ \ 500 \ \ 24 \ \ 576 \ \ 1.452 \cdot 10^4\right]$

$M(10000, 0, 10000, 1) = \left[1 \cdot 10^4 \ \ 1 \cdot 10^4 \ \ 1 \cdot 10^3 \ \ 74 \ \ 526 \ \ 1.345 \cdot 10^4\right]$

$M(10000, 0, 8000, 1) = \left[8 \cdot 10^3 \ \ 1 \cdot 10^4 \ \ 1.5 \cdot 10^3 \ \ 124 \ \ 476 \ \ 1.239 \cdot 10^4\right]$

$M(10000, 0, 6000, 1) = \left[6 \cdot 10^3 \ \ 1 \cdot 10^4 \ \ 2 \cdot 10^3 \ \ 174 \ \ 426 \ \ 1.134 \cdot 10^4\right]$

Todas las transiciones son optimas pues solo hay una transicion por vez.

Los niveles posibles a ser usados en el 2do intervalo son: $Vi := 6000, 8000 .. 14000$
pudiendose llegar al final del 2do intervalo a $Vk := 6000, 8000 .. 18000$

Segundo intervalo $j := 2$ $Vk := 18000$

La unica manera de llegar a 18000 es partiendo de 14000 con turbina parada.

$M(14000, 15040, 18000, 2) = \left[1.8 \cdot 10^4 \ \ 1.4 \cdot 10^4 \ \ 0 \ \ 0 \ \ 1 \cdot 10^3 \ \ 3.904 \cdot 10^4\right]$

$j := 2$ $Vk := 16000$ $Vi := 12000, 14000 .. 14000$

Hay dos maneras de llegar a 16000 una es desde 12000 con Turbina parada y desde 14000 que es el max nivel posible para j=1

$M(12000, 14523, 16000, 2) = \left[1.6 \cdot 10^4 \ \ 1.2 \cdot 10^4 \ \ 0 \ \ 0 \ \ 1 \cdot 10^3 \ \ 3.852 \cdot 10^4\right]$

$M(14000, 15040, 16000, 2) = \left[1.6 \cdot 10^4 \ \ 1.4 \cdot 10^4 \ \ 500 \ \ 24 \ \ 976 \ \ 3.848 \cdot 10^4\right]$

La transicion optima para llegar a 16000 al final del intevalo 2do es partiendo de 14000 con un costo total de 38480

$j := 2$ $Vk := 14000$ $Vi := 10000, 12000 .. 14000$

Hay tres maneras de llegar a 14000 una es desde 10000 con Turbina parada y desde 12000 o desde 14000 què es el max nivel posible para j=1

$$\mathbf{M}(14000,\mathbf{15040},14000,2)=\begin{bmatrix}1.4\cdot10^4 & 1.4\cdot10^4 & 1\cdot10^3 & 74 & 926 & 3.733\cdot10^4\end{bmatrix}$$

$$\mathbf{M}(12000,14523,14000,2)=\begin{bmatrix}1.4\cdot10^4 & 1.2\cdot10^4 & 500 & 24 & 976 & 3.797\cdot10^4\end{bmatrix}$$

$$\mathbf{M}(10000,13453,14000,2)=\begin{bmatrix}1.4\cdot10^4 & 1\cdot10^4 & 0 & 0 & 1\cdot10^3 & 3.745\cdot10^4\end{bmatrix}$$

La transicion optima para llegar a 14000 al final del intevalo 2do es partiendo de 14000 con Ph = 74 y Ps=926 a un costo total de 37330

j = 2 Vk = 12000

Hay cuatro maneras de llegar a 12000 una es desde 8000 con Turbina parada o desde 10000,12000, o 14000 que es el max nivel disponible para j=1

$$\mathbf{M}(14000,\mathbf{15040},12000,2)=\begin{bmatrix}1.2\cdot10^4 & 1.4\cdot10^4 & 1.5\cdot10^3 & 124 & 876 & 3.619\cdot10^4\end{bmatrix}$$

$$\mathbf{M}(12000,14523,12000,2)=\begin{bmatrix}1.2\cdot10^4 & 1.2\cdot10^4 & 1\cdot10^3 & 74 & 926 & 3.682\cdot10^4\end{bmatrix}$$

$$\mathbf{M}(10000,13453,12000,2)=\begin{bmatrix}1.2\cdot10^4 & 1\cdot10^4 & 500 & 24 & 976 & 3.69\cdot10^4\end{bmatrix}$$

$$\mathbf{M}(8000,12392,12000,2)=\begin{bmatrix}1.2\cdot10^4 & 8\cdot10^3 & 0 & 0 & 1\cdot10^3 & 3.639\cdot10^4\end{bmatrix}$$

La transicion optima para llegar a 12000 al final del intevalo 2do es partiendo de 14000 con Ph = 124 y Ps=876 a un costo total de 36190

j = 2 Vk = 10000

Hay cinco maneras de llegar a 10000 una es desde 6000 con Turbina parada o desde 8000,10000,12000, o 14000 que es el max nivel disponible para j=1

$$\mathbf{M}(14000,\mathbf{15040},10000,2)=\begin{bmatrix}1\cdot10^4 & 1.4\cdot10^4 & 2\cdot10^3 & 174 & 826 & 3.506\cdot10^4\end{bmatrix}$$

$$\mathbf{M}(12000,14523,10000,2)=\begin{bmatrix}1\cdot10^4 & 1.2\cdot10^4 & 1.5\cdot10^3 & 124 & 876 & 3.568\cdot10^4\end{bmatrix}$$

$$\mathbf{M}(10000,13453,10000,2)=\begin{bmatrix}1\cdot10^4 & 1\cdot10^4 & 1\cdot10^3 & 74 & 926 & 3.575\cdot10^4\end{bmatrix}$$

$$\mathbf{M}(8000,12392,10000,2)=\begin{bmatrix}1\cdot10^4 & 8\cdot10^3 & 500 & 24 & 976 & 3.584\cdot10^4\end{bmatrix}$$

$$\mathbf{M}(6000,11342,10000,2)=\begin{bmatrix}1\cdot10^4 & 6\cdot10^3 & 0 & 0 & 1\cdot10^3 & 3.534\cdot10^4\end{bmatrix}$$

La transicion optima para llegar a 10000 al final del intevalo 2do es partiendo de 14000 con Ph = 174 y Ps=826 a un costo total de 35060

$j = 2$ $Vk = 8000$

Hay cuatro maneras de llegar a 8000 una es desde 6000 con nivel minimo disponible paea j=1 o desde 8000,10000, o 12000 que corresponde a la carga limite de la turbina

$$\mathbf{M}(12000, 14523, 8000, 2) = \left[8\cdot 10^3 \quad 1.2\cdot 10^4 \quad 2\cdot 10^3 \quad 174 \quad 826 \quad 3.455\cdot 10^4 \right]$$

$$\mathbf{M}(10000, 13453, 8000, 2) = \left[8\cdot 10^3 \quad 1\cdot 10^4 \quad 1.5\cdot 10^3 \quad 124 \quad 876 \quad 3.461\cdot 10^4 \right]$$

$$\mathbf{M}(8000, 12392, 8000, 2) = \left[8\cdot 10^3 \quad 8\cdot 10^3 \quad 1\cdot 10^3 \quad 74 \quad 926 \quad 3.469\cdot 10^4 \right]$$

$$\mathbf{M}(6000, 11342, 8000, 2) = \left[8\cdot 10^3 \quad 6\cdot 10^3 \quad 500 \quad 24 \quad 976 \quad 3.479\cdot 10^4 \right]$$

La transicion optima para llegar a 8000 al final del intevalo 2do es partiendo de 12000 con Ph = 174 y Ps=826 a un costo total de 34550

$j = 2$ $Vk = 6000$

Hay tres maneras de llegar a 6000 una es desde 6000 con nivel minimo disponible para j=1 o desde 8000, o 10000 que corresponde a la carga limite de la turbina

$$\mathbf{M}(10000, 13453, 6000, 2) = \left[6\cdot 10^3 \quad 1\cdot 10^4 \quad 2\cdot 10^3 \quad 174 \quad 826 \quad 3.348\cdot 10^4 \right]$$

$$\mathbf{M}(8000, 12392, 6000, 2) = \left[6\cdot 10^3 \quad 8\cdot 10^3 \quad 1.5\cdot 10^3 \quad 124 \quad 876 \quad 3.355\cdot 10^4 \right]$$

$$\mathbf{M}(6000, 11342, 6000, 2) = \left[6\cdot 10^3 \quad 6\cdot 10^3 \quad 1\cdot 10^3 \quad 74 \quad 926 \quad 3.364\cdot 10^4 \right]$$

La transicion optima para llegar a 6000 al final del intevalo 2do es partiendo de 10000 con Ph = 174 y Ps=826 a un costo total de 33480

Tercer intervalo

$j = 3$ $Vk = 18000$

Hay tres maneras de llegar a 18000 una es desde 14000 con turbina parada o desde 16000 o desde 18000 que corresponde a nivel maximo

$$\mathbf{M}(18000, 39040, 18000, 3) = \left[1.8\cdot 10^4 \quad 1.8\cdot 10^4 \quad 1\cdot 10^3 \quad 74 \quad 826 \quad 5.906\cdot 10^4 \right]$$

$$\mathbf{M}(16000, 38480, 18000, 3) = \left[1.8\cdot 10^4 \quad 1.6\cdot 10^4 \quad 500 \quad 24 \quad 876 \quad 5.963\cdot 10^4 \right]$$

$$\mathbf{M}(14000, 37330, 18000, 3) = \left[1.8\cdot 10^4 \quad 1.4\cdot 10^4 \quad 0 \quad 0 \quad 900 \quad 5.903\cdot 10^4 \right]$$

La transicion optima para llegar a 18000 al final del intevalo 3er es partiendo de 14000 con Ph = 0 y Ps=900 a un costo total de 59030

j = 3 Vk = 16000

Hay cuatro maneras de llegar a 16000 una es desde 18000 maximo nivel disponible o desde 16000,14000 o desde 12000 que corresponde a turbina parada

$$\mathbf{M}(18000,39040,16000,3) = \left[1.6\cdot10^4 \;\; 1.8\cdot10^4 \;\; 1.5\cdot10^3 \;\; 124 \;\; 776 \;\; 5.794\cdot10^4\right]$$

$$\mathbf{M}(16000,38480,16000,3) = \left[1.6\cdot10^4 \;\; 1.6\cdot10^4 \;\; 1\cdot10^3 \;\; 74 \;\; 826 \;\; 5.85\cdot10^4\right]$$

$$\mathbf{M}(14000,37330,16000,3) = \left[1.6\cdot10^4 \;\; 1.4\cdot10^4 \;\; 500 \;\; 24 \;\; 876 \;\; 5.848\cdot10^4\right]$$

$$\mathbf{M}(12000,36190,16000,3) = \left[1.6\cdot10^4 \;\; 1.2\cdot10^4 \;\; 0 \;\; 0 \;\; 900 \;\; 5.789\cdot10^4\right]$$

La transicion optima para llegar a 16000 al final del intevalo 3er es partiendo de 12000 con Ph = 0 y Ps=900 a un costo total de 57890

j = 3 Vk = 14000

Hay cinco maneras de llegar a 14000 una es desde 18000 maximo nivel disponible o desde 16000,14000,12000 o desde 10000 que corresponde a turbina parada

$$\mathbf{M}(18000,39040,14000,3) = \left[1.4\cdot10^4 \;\; 1.8\cdot10^4 \;\; 2\cdot10^3 \;\; 174 \;\; 726 \;\; 5.683\cdot10^4\right]$$

$$\mathbf{M}(16000,38480,14000,3) = \left[1.4\cdot10^4 \;\; 1.6\cdot10^4 \;\; 1.5\cdot10^3 \;\; 124 \;\; 776 \;\; 5.738\cdot10^4\right]$$

$$\mathbf{M}(14000,37330,14000,3) = \left[1.4\cdot10^4 \;\; 1.4\cdot10^4 \;\; 1\cdot10^3 \;\; 74 \;\; 826 \;\; 5.735\cdot10^4\right]$$

$$\mathbf{M}(12000,36190,14000,3) = \left[1.4\cdot10^4 \;\; 1.2\cdot10^4 \;\; 500 \;\; 24 \;\; 876 \;\; 5.734\cdot10^4\right]$$

$$\mathbf{M}(10000,35060,14000,3) = \left[1.4\cdot10^4 \;\; 1\cdot10^4 \;\; 0 \;\; 0 \;\; 900 \;\; 5.676\cdot10^4\right]$$

La transicion optima para llegar a 14000 al final del intevalo 3er es partiendo de 10000 con Ph = 0 y Ps=900 a un costo total de 56760

j = 3 Vk = 12000

Hay cinco maneras de llegar a 12000 una es desde 16000 con turbina a maxima generacion o desde 14000,12000,10000 o desde 8000 que corresponde a turbina parada

$$\mathbf{M}(8000,34550,12000,3) = \left[1.2\cdot10^4 \;\; 8\cdot10^3 \;\; 0 \;\; 0 \;\; 900 \;\; 5.625\cdot10^4\right]$$

$$\mathbf{M}(16000,38480,12000,3) = \left[1.2\cdot10^4 \;\; 1.6\cdot10^4 \;\; 2\cdot10^3 \;\; 174 \;\; 726 \;\; 5.627\cdot10^4\right]$$

$$\mathbf{M}(14000,37330,12000,3) = \left[1.2\cdot10^4 \;\; 1.4\cdot10^4 \;\; 1.5\cdot10^3 \;\; 124 \;\; 776 \;\; 5.623\cdot10^4\right]$$

$$\mathbf{M}(12000,36190,12000,3) = \left[1.2\cdot10^4 \;\; 1.2\cdot10^4 \;\; 1\cdot10^3 \;\; 74 \;\; 826 \;\; 5.621\cdot10^4\right]$$

$$\mathbf{M}(10000,35060,12000,3) = \left[1.2\cdot10^4 \;\; 1\cdot10^4 \;\; 500 \;\; 24 \;\; 876 \;\; 5.621\cdot10^4\right]$$

Las transiciones optimas para llegar a 12000 al final del 3er intevalo es partiendo de 10000
con Ph = 24 y Ps=876 o partiendo de 12000 con Ph=74 y Ps 826, ambas a un costo total de 56210

$j = 3 \qquad Vk = 10000$

Hay cinco maneras de llegar a 10000 una es desde 14000 con turbina a maxima generacion o desde 12000,10000,8000 o desde 6000 que corresponde a turbina parada

$$\mathbf{M}(8000,34550,10000,3) = \begin{bmatrix} 1\cdot10^4 & 8\cdot10^3 & 500 & 24 & 876 & 5.57\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(6000,33480,10000,3) = \begin{bmatrix} 1\cdot10^4 & 6\cdot10^3 & 0 & 0 & 900 & 5.518\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(14000,37330,10000,3) = \begin{bmatrix} 1\cdot10^4 & 1.4\cdot10^4 & 2\cdot10^3 & 174 & 726 & 5.512\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(12000,36190,10000,3) = \begin{bmatrix} 1\cdot10^4 & 1.2\cdot10^4 & 1.5\cdot10^3 & 124 & 776 & 5.509\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(10000,35060,10000,3) = \begin{bmatrix} 1\cdot10^4 & 1\cdot10^4 & 1\cdot10^3 & 74 & 826 & 5.508\cdot10^4 \end{bmatrix}$$

Las transicion optima para llegar a 10000 al final del 3er intevalo es partiendo de 10000 con Ph = 74 y Ps=826 a un costo total de 55080

$j = 3 \qquad Vk = 8000$

Hay cuatro maneras de llegar a 8000 una es desde 12000 con turbina a maxima generacion o desde 10000,8000, o desde 6000 que corresponde a nivel minimo

$$\mathbf{M}(8000,34550,8000,3) = \begin{bmatrix} 8\cdot10^3 & 8\cdot10^3 & 1\cdot10^3 & 74 & 826 & 5.457\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(6000,33480,8000,3) = \begin{bmatrix} 8\cdot10^3 & 6\cdot10^3 & 500 & 24 & 876 & 5.463\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(12000,36190,8000,3) = \begin{bmatrix} 8\cdot10^3 & 1.2\cdot10^4 & 2\cdot10^3 & 174 & 726 & 5.398\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(10000,35060,8000,3) = \begin{bmatrix} 8\cdot10^3 & 1\cdot10^4 & 1.5\cdot10^3 & 124 & 776 & 5.396\cdot10^4 \end{bmatrix}$$

Las transicion optima para llegar a 8000 al final del 3er intevalo es partiendo de 10000 con Ph = 124 y Ps=776 a un costo total de 53960

$j = 3 \qquad Vk = 6000$

Hay tres maneras de llegar a 6000 una es desde 10000 con turbina a maxima generacion o 8000, o desde 6000 que corresponde a nivel minimo

$$\mathbf{M}(8000,34550,6000,3) = \begin{bmatrix} 6\cdot10^3 & 8\cdot10^3 & 1.5\cdot10^3 & 124 & 776 & 5.345\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(6000,33480,6000,3) = \begin{bmatrix} 6\cdot10^3 & 6\cdot10^3 & 1\cdot10^3 & 74 & 826 & 5.35\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(10000,35060,6000,3) = \begin{bmatrix} 6\cdot10^3 & 1\cdot10^4 & 2\cdot10^3 & 174 & 726 & 5.285\cdot10^4 \end{bmatrix}$$

Las transicion optima para llegar a 6000 al final del 3er intevalo es partiendo de 10000 con Ph = 174 y Ps=726 a un costo total de 52850

Cuarto intervalo

$j = 4 \qquad Vk = 18000$

Hay tres maneras de llegar a 18000 una es desde 14000 con turbina parada o desde 16000 o desde 18000 que corresponde a nivel maximo

$$\mathbf{M}(18000,59030,18000,4)=\begin{bmatrix}1.8\cdot10^{4} & 1.8\cdot10^{4} & 1\cdot10^{3} & 74 & 426 & 7.037\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$

$$\mathbf{M}(16000,57890,18000,4)=\begin{bmatrix}1.8\cdot10^{4} & 1.6\cdot10^{4} & 500 & 24 & 476 & 7.028\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$

$$\mathbf{M}(14000,56760,18000,4)=\begin{bmatrix}1.8\cdot10^{4} & 1.4\cdot10^{4} & 0 & 0 & 500 & 6.966\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$

La transicion optima para llegar a 18000 al final del intevalo 4o es partiendo de 14000 con Ph = 0 y Ps=500 a un costo total de 69660

$j = 4$ $\quad$ Vk = 16000

Hay cuatro maneras de llegar a 16000 una es desde 18000 maximo nivel disponible o desde 16000,14000 o desde 12000 que corresponde a turbina parada

$$\mathbf{M}(18000,59030,16000,4)=\begin{bmatrix}1.6\cdot10^{4} & 1.8\cdot10^{4} & 1.5\cdot10^{3} & 124 & 376 & 6.933\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(16000,57890,16000,4)=\begin{bmatrix}1.6\cdot10^{4} & 1.6\cdot10^{4} & 1\cdot10^{3} & 74 & 426 & 6.923\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(14000,56760,16000,4)=\begin{bmatrix}1.6\cdot10^{4} & 1.4\cdot10^{4} & 500 & 24 & 476 & 6.915\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(12000,56210,16000,4)=\begin{bmatrix}1.6\cdot10^{4} & 1.2\cdot10^{4} & 0 & 0 & 500 & 6.911\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$

La transicion optima para llegar a 16000 al final del intevalo 4o es partiendo de 12000 con Ph = 0 y Ps=500 a un costo total de 69110

$j = 4$ $\quad$ Vk = 14000

Hay cinco maneras de llegar a 14000 una es desde 18000 maximo nivel disponible o desde 16000,14000,12000 o desde 10000 que corresponde a turbina parada

$$\mathbf{M}(18000,59030,14000,4)=\begin{bmatrix}1.4\cdot10^{4} & 1.8\cdot10^{4} & 2\cdot10^{3} & 174 & 326 & 6.83\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(16000,57890,14000,4)=\begin{bmatrix}1.4\cdot10^{4} & 1.6\cdot10^{4} & 1.5\cdot10^{3} & 124 & 376 & 6.819\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(14000,56760,14000,4)=\begin{bmatrix}1.4\cdot10^{4} & 1.4\cdot10^{4} & 1\cdot10^{3} & 74 & 426 & 6.81\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(12000,56210,14000,4)=\begin{bmatrix}1.4\cdot10^{4} & 1.2\cdot10^{4} & 500 & 24 & 476 & 6.86\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(10000,55080,14000,4)=\begin{bmatrix}1.4\cdot10^{4} & 1\cdot10^{4} & 0 & 0 & 500 & 6.798\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$

La transicion optima para llegar a 14000 al final del intevalo 4o es partiendo de 10000 con Ph = 0 y Ps=500 a un costo total de 67980

$j = 4$ $\quad$ Vk = 12000

Hay cinco maneras de llegar a 12000 una es desde 16000 con turbina a maxima generacion o desde 14000,12000,10000 o desde 8000 que corresponde a turbina parada

$$\mathbf{M}(8000,53960,12000,4)=\begin{bmatrix}1.2\cdot10^{4} & 8\cdot10^{3} & 0 & 0 & 500 & 6.686\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(16000,57890,12000,4)=\begin{bmatrix}1.2\cdot10^{4} & 1.6\cdot10^{4} & 2\cdot10^{3} & 174 & 326 & 6.716\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(14000,56760,12000,4)=\begin{bmatrix}1.2\cdot10^{4} & 1.4\cdot10^{4} & 1.5\cdot10^{3} & 124 & 376 & 6.706\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(12000,56210,12000,4)=\begin{bmatrix}1.2\cdot10^{4} & 1.2\cdot10^{4} & 1\cdot10^{3} & 74 & 426 & 6.755\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(10000,55080,12000,4)=\begin{bmatrix}1.2\cdot10^{4} & 1\cdot10^{4} & 500 & 24 & 476 & 6.747\cdot10^{4}\end{bmatrix}$$

Las transiciones optimas para llegar a 12000 al final del 4o intevalo es partiendo de 8000 con Ph = 0 y Ps=500 a un costo total de 66860

j = 4 Vk = 10000

Hay cinco maneras de llegar a 10000 una es desde 14000 con turbina a maxima generacion o desde 12000,10000,8000 o desde 6000 que corresponde a turbina parada

$$\mathbf{M}(8000, 53960, 10000, 4) = \begin{bmatrix} 1\cdot10^4 & 8\cdot10^3 & 500 & 24 & 476 & 6.635\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(6000, 52850, 10000, 4) = \begin{bmatrix} 1\cdot10^4 & 6\cdot10^3 & 0 & 0 & 500 & 6.575\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(14000, 56760, 10000, 4) = \begin{bmatrix} 1\cdot10^4 & 1.4\cdot10^4 & 2\cdot10^3 & 174 & 326 & 6.603\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(12000, 56210, 10000, 4) = \begin{bmatrix} 1\cdot10^4 & 1.2\cdot10^4 & 1.5\cdot10^3 & 124 & 376 & 6.651\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(10000, 55080, 10000, 4) = \begin{bmatrix} 1\cdot10^4 & 1\cdot10^4 & 1\cdot10^3 & 74 & 426 & 6.642\cdot10^4 \end{bmatrix}$$

Las transicion optima para llegar a 10000 al final del 4o intevalo es partiendo de 6000 con Ph = 0 y Ps=500 a un costo total de 65750

j = 4 Vk = 8000

Hay cuatro maneras de llegar a 8000 una es desde 12000 con turbina a maxima generacion o desde 10000,8000, o desde 6000 que corresponde a nivel minimo

$$\mathbf{M}(8000, 53960, 8000, 4) = \begin{bmatrix} 8\cdot10^3 & 8\cdot10^3 & 1\cdot10^3 & 74 & 426 & 6.53\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(6000, 52850, 8000, 4) = \begin{bmatrix} 8\cdot10^3 & 6\cdot10^3 & 500 & 24 & 476 & 6.524\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(12000, 56210, 8000, 4) = \begin{bmatrix} 8\cdot10^3 & 1.2\cdot10^4 & 2\cdot10^3 & 174 & 326 & 6.548\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(10000, 55080, 8000, 4) = \begin{bmatrix} 8\cdot10^3 & 1\cdot10^4 & 1.5\cdot10^3 & 124 & 376 & 6.538\cdot10^4 \end{bmatrix}$$

Las transicion optima para llegar a 8000 al final del 4o intevalo es partiendo de 6000 con Ph = 24 y Ps=476 a un costo total de 65240

j = 4 Vk = 6000

Hay tres maneras de llegar a 6000 una es desde 10000 con turbina a maxima generacion o 8000, o desde 6000 que corresponde a nivel minimo

$$\mathbf{M}(8000, 53960, 6000, 4) = \begin{bmatrix} 6\cdot10^3 & 8\cdot10^3 & 1.5\cdot10^3 & 124 & 376 & 6.426\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(6000, 52850, 6000, 4) = \begin{bmatrix} 6\cdot10^3 & 6\cdot10^3 & 1\cdot10^3 & 74 & 426 & 6.419\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(10000, 55080, 6000, 4) = \begin{bmatrix} 6\cdot10^3 & 1\cdot10^4 & 2\cdot10^3 & 174 & 326 & 6.435\cdot10^4 \end{bmatrix}$$

Las transicion optima para llegar a 6000 al final del 4o intevalo es partiendo de 6000 con Ph = 74 y Ps=426 a un costo total de 64190

Quinto intervalo

j = 5 Vk = 14000

Hay cinco maneras de llegar a 14000 una es desde 18000 maximo nivel disponible o desde 16000,14000,12000 o desde 10000 que corresponde a turbina parada

$$\mathbf{M}(18000,69660,14000,5) = \begin{bmatrix}1.4\cdot10^4 & 1.8\cdot10^4 & 2\cdot10^3 & 174 & 226 & 7.69\cdot10^4\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(16000,69110,14000,5) = \begin{bmatrix}1.4\cdot10^4 & 1.6\cdot10^4 & 1.5\cdot10^3 & 124 & 276 & 7.736\cdot10^4\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(14000,67980,14000,5) = \begin{bmatrix}1.4\cdot10^4 & 1.4\cdot10^4 & 1\cdot10^3 & 74 & 326 & 7.725\cdot10^4\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(12000,66860,14000,5) = \begin{bmatrix}1.4\cdot10^4 & 1.2\cdot10^4 & 500 & 24 & 376 & 7.716\cdot10^4\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(10000,65750,14000,5) = \begin{bmatrix}1.4\cdot10^4 & 1\cdot10^4 & 0 & 0 & 400 & 7.655\cdot10^4\end{bmatrix}$$

La transicion optima para llegar a 14000 al final del intevalo 5o es partiendo de 10000 con Ph = 0 y Ps=400 a un costo total de 76550

j = 5 Vk = 12000

Hay cinco maneras de llegar a 12000 una es desde 16000 con turbina a maxima generacion o desde 14000,12000,10000 o desde 8000 que corresponde a turbina parada

$$\mathbf{M}(8000,65240,12000,5) = \begin{bmatrix}1.2\cdot10^4 & 8\cdot10^3 & 0 & 0 & 400 & 7.604\cdot10^4\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(16000,69110,12000,5) = \begin{bmatrix}1.2\cdot10^4 & 1.6\cdot10^4 & 2\cdot10^3 & 174 & 226 & 7.635\cdot10^4\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(14000,67980,12000,5) = \begin{bmatrix}1.2\cdot10^4 & 1.4\cdot10^4 & 1.5\cdot10^3 & 124 & 276 & 7.623\cdot10^4\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(12000,66860,12000,5) = \begin{bmatrix}1.2\cdot10^4 & 1.2\cdot10^4 & 1\cdot10^3 & 74 & 326 & 7.613\cdot10^4\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(10000,65750,12000,5) = \begin{bmatrix}1.2\cdot10^4 & 1\cdot10^4 & 500 & 24 & 376 & 7.605\cdot10^4\end{bmatrix}$$

La transicion optima para llegar a 12000 al final del 5o intevalo es partiendo de 8000 con Ph = 0 y Ps=400 a un costo total de 76040

j = 5 Vk = 10000

Hay cinco maneras de llegar a 10000 una es desde 14000 con turbina a maxima generacion o desde 12000,10000,8000 o desde 6000 que corresponde a turbina parada

$$\mathbf{M}(8000,65240,10000,5) = \begin{bmatrix}1\cdot10^4 & 8\cdot10^3 & 500 & 24 & 376 & 7.554\cdot10^4\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(6000,64190,10000,5) = \begin{bmatrix}1\cdot10^4 & 6\cdot10^3 & 0 & 0 & 400 & 7.499\cdot10^4\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(14000,67980,10000,5) = \begin{bmatrix}1\cdot10^4 & 1.4\cdot10^4 & 2\cdot10^3 & 174 & 226 & 7.522\cdot10^4\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(12000,66860,10000,5) = \begin{bmatrix}1\cdot10^4 & 1.2\cdot10^4 & 1.5\cdot10^3 & 124 & 276 & 7.511\cdot10^4\end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(10000,65750,10000,5) = \begin{bmatrix}1\cdot10^4 & 1\cdot10^4 & 1\cdot10^3 & 74 & 326 & 7.502\cdot10^4\end{bmatrix}$$

Las transicion optima para llegar a 10000 al final del 5o intevalo es partiendo de 6000 con Ph = 0 y Ps=400 a un costo total de 74990

j = 5 Vk = 8000

Hay cuatro maneras de llegar a 8000 una es desde 12000 con turbina a maxima generacion o desde 10000,8000, o desde 6000 que corresponde a nivel minimo

$$\mathbf{M}(8000,65240,8000,5) = \begin{bmatrix} 8\cdot10^3 & 8\cdot10^3 & 1\cdot10^3 & 74 & 326 & 7.451\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(6000,64190,8000,5) = \begin{bmatrix} 8\cdot10^3 & 6\cdot10^3 & 500 & 24 & 376 & 7.449\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(12000,66860,8000,5) = \begin{bmatrix} 8\cdot10^3 & 1.2\cdot10^4 & 2\cdot10^3 & 174 & 226 & 7.41\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(10000,65750,8000,5) = \begin{bmatrix} 8\cdot10^3 & 1\cdot10^4 & 1.5\cdot10^3 & 124 & 276 & 7.4\cdot10^4 \end{bmatrix}$$

Las transicion optima para llegar a 8000 al final del 5o intevalo es partiendo de 10000 con Ph = 124 y Ps=276 a un costo total de 74000

j = 5 Vk = 6000

Hay tres maneras de llegar a 6000 una es desde 10000 con turbina a maxima generacion o 8000, o desde 6000 que corresponde a nivel minimo

$$\mathbf{M}(8000,65240,6000,5) = \begin{bmatrix} 6\cdot10^3 & 8\cdot10^3 & 1.5\cdot10^3 & 124 & 276 & 7.349\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(6000,64190,6000,5) = \begin{bmatrix} 6\cdot10^3 & 6\cdot10^3 & 1\cdot10^3 & 74 & 326 & 7.346\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(10000,65750,6000,5) = \begin{bmatrix} 6\cdot10^3 & 1\cdot10^4 & 2\cdot10^3 & 174 & 226 & 7.299\cdot10^4 \end{bmatrix}$$

Las transicion optima para llegar a 6000 al final del 5o intevalo es partiendo de 10000 con Ph = 174 y Ps=226 a un costo total de 72990

Sexto intervalo

j = 6 Vk = 10000

Hay cinco maneras de llegar a 10000 una es desde 14000 con turbina a maxima generacion o desde 12000,10000,8000 o desde 6000 que corresponde a turbina parada

$$\mathbf{M}(8000,74000,10000,6) = \begin{bmatrix} 1\cdot10^4 & 8\cdot10^3 & 500 & 24 & 276 & 8.225\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(6000,72990,10000,6) = \begin{bmatrix} 1\cdot10^4 & 6\cdot10^3 & 0 & 0 & 300 & 8.173\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(14000,76550,10000,6) = \begin{bmatrix} 1\cdot10^4 & 1.4\cdot10^4 & 2\cdot10^3 & 174 & 126 & 8.18\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(12000,76040,10000,6) = \begin{bmatrix} 1\cdot10^4 & 1.2\cdot10^4 & 1.5\cdot10^3 & 124 & 176 & 8.228\cdot10^4 \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{M}(10000,74990,10000,6) = \begin{bmatrix} 1\cdot10^4 & 1\cdot10^4 & 1\cdot10^3 & 74 & 226 & 8.223\cdot10^4 \end{bmatrix}$$

Las transicion optima para llegar a 10000 al final del 5o intevalo es partiendo de 6000 con Ph = 0 y Ps=300 a un costo total de 81730

SUMARIO

DESPACHO HIDRAULICO

j	V_j	q	Ph	Ps	Costo Total
1	14000	0	0	600	15040
2	10000	2000	174	826	35060
3	6000	2000	174	726	52850
4	10000	0	0	500	65750
5	6000	2000	174	226	72990
6	10000	0	0	300	81730

ASIGNACION DE UNIDADES por optimizacion de LAGRANGE dual "Lagrange Relaxation"

TEORIA

El metodo que usa programacion dinamica se complica cuando el numero de unidades es grande.La dimensionaliddad es grande. Se intentan otros metodos.

Uno de ellos es el de Optimizacion Dual de Lagrange. Se trata de encontrar el minimo de la funcion de Lagrange Γ dividiendo las variables en dos conjuntos. Un conjunto incluye las variables de la funcion objetivo:U1, P1, U2,P2, U3, P3, ... El otro conjunto son los multiplicadores (variables duales). Uno por cada ecuacion limitante. En un caso simple solo un λ por intervalo.

La optimizacion se hace primero asumiendo fijas las variables duales. La optimizacion se simplifica pues los terminos de la ecuacion de Lagrange son independiente, uno para cada variable dual. O sea se puede minimizar por unidad. Asi se obtiene la ecuacion dual:

$q(\lambda) = \min\Gamma$ (minimizando en U1,P1,U2, P2,...)

Luego de esta minimizacion (primer paso) se efectua una maximizacion de $q(\lambda)$ (segundo paso en la iteracion.)

$qq(\lambda) = \max q(\lambda)$ (maximizando en las variables duales λ) (2)

En el caso de un periodo con K intervalos: $k = 1..K$

hay que efectuar cada uno de estos dos pasos para cada intervalo k

Concretando, la funcion objetivo es:

$$J(P1,P2,P3,U1,U2,U3) = \sum_k (F1(P1)\cdot U1 + F2(P2)\cdot U2 + F3(P3)\cdot U3)$$

La ecuacion limitante es

$\phi = (Pc - P1\cdot U1 - P2\cdot U2 - P3\cdot U3) = 0$ una para cada intervalo k

Lagrange se escribe:

$$\Gamma = \sum_k \left[(F1(P1)\cdot U1 + F2(P2)\cdot U2 + F3(P3)\cdot U3) + \lambda_k\cdot(Pc - P1\cdot U1 - P2\cdot U2 - P3\cdot U3)\right]$$

que se puede reagrupar:

$$\Gamma = \sum_k \left[\left(F1(P1) - \lambda_k\cdot P1\right)\cdot U1 + \left(F2(P2) - \lambda_k\cdot P2\right)\cdot U2 + \left(F3(P3) - \lambda_k\cdot P3\right)\cdot U3 + \lambda_k\cdot Pc_k\right]$$

En el primer paso para minimizar Γ, asumimos fijos los λ_k El ultimo termino es cte.

Encontramos asi $g(\lambda) = \text{Minimo}\Gamma$ (respecto a P1, P2, ... U1, U2, ..; asumir λ cte)

Se puede minimizar por unidad. La ecuacion se separa en terminos que solo contienen las variables de una unidad, por ejemplo U1 y P1, para cada intervalo k.Si se consideraban todas las variables a un tiempo esto no era posible. El λk acoplaba todos los terminos en cada intervalo.

O sea hay que minimizar para cada intervalo k terminos como:

$$\left(F1(P1) - \lambda_k \cdot P1\right) \cdot U1$$

Si el termino es positivo se minimiza haciendo U1=0 (sacando la unidad de servicio).
Si el termino es negativo entonces se minimiza haciendo U1=1 y minimizando

$F1(P1) - \lambda_k \cdot P1$ Se busca $\frac{d}{dP1}\left(F1(P1) - \lambda_k \cdot P1\right) = 0$ O sea $\frac{d}{dP1}F1(P1) = \lambda_k$ (1)

Esta seleccion de los U se puede visualizar en la figura siguiente

F1 F2 F2

F1

$F2(P2) - \lambda_k \cdot P2 > 0$

$\lambda_k \cdot P1$

$\lambda_k \cdot P2$

$F1(P1) - \lambda_k \cdot P1 < 0$

P1 P2

En esta etapa se debe tomar en cuenta los limites de operacion de las unidades.

El valor de potencia optimo obtenido por la ecuacion (1) se compara con los limites y se determinan la potencia optima de cada unidad como :

Si $P1^{opt} \le Pm_1$ entonces el termino del g(λ) es: $F1\left(Pm_1\right) - \lambda_k \cdot Pm_1$

Si $PM_1 \ge P1^{opt} \ge Pm_1$ entonces el termino del g(λ) es: $F1\left(P^{opt}\right) - \lambda_k \cdot P^{opt}$

Si $P1^{opt} \ge PM_1$ entonces el termino del g(λ) es: $F1\left(PM_1\right) - \lambda_k \cdot PM_1$

Asi se obtiene la ecuacion minimizada del Lagrange

$$g(\lambda) = \sum_k \left[\left(F1(P1) - \lambda_k \cdot P1\right) \cdot U1 + \left(F2(P2) - \lambda_k \cdot P2\right) \cdot U2 + \left(F3(P3) - \lambda_k \cdot P3\right) \cdot U3 + \lambda_k \cdot Pc_k\right] \quad (1)$$

donde los P1,...U1,... son los valores hallados en la minimizacion. La unicas variales son los λ

El gradiente de g(λk) es $\frac{d}{d\lambda_k}g\left(\lambda_k\right) = \sum_i -P + Pc_k$ O sea la ecuacion de balance, con solo terminos con U=1

O sea en la segunda parte de la iteracion se trata de ajustar el λ en el sentido del gradiente

A este gradiente hay que multiplicarlo por α para tener los nuevos λ en la iteracion siguiente

$\lambda_k = \lambda_k + \alpha \cdot \frac{d}{d\lambda_k}q\left(\lambda_k\right)$ con $\alpha = 0.01$ para $\frac{d}{d\lambda_k}q\left(\lambda_k\right) > 0$

$\alpha = 0.002$ para $\frac{d}{d\lambda_k}q\left(\lambda_k\right) < 0$

O sea el grad de cada λ es el desbalance. Para el ajuste de cada nuevo λ se agrega un % del desbalance

Una manera de determinar la convergencia es la siguiente: En cada iteracion una vez que se han calculado los U1, U2, U3, se puede efectuar un despacho de las unidades en servicio y deducir asi los valores optimos para cada intervalo. Asi se calculan valores optimos λ, P1, P2, P3. Con estos valores se puede deducir el valor minimo de la funcion objetivo para cada intervalo.

J* = F1(P1opt).U1+F2(P2 opt).U2+.... Si todos los U son cero dar a J* un valor alto.

El valor dual g(λ) puede ser el de la ecuacion (1) maximizada en λ. El que denotamos como en (2). Esto puede obtenerse usando para cada λ el nuevo valor a ser usado para la iteracion siguiente. O sea valores ya ajustados de λ. Entonces se define el error relativo de la dualidad como:

$$(J^* - qq(\lambda))/qq(\lambda)$$

Si hay convergencia el error relativo tiende a ir disminuyendo.

Este programa tiene la tendencia a oscilar. Entrando o sacando ciertas unidades en forma alternativa.

En el file "aulare03" hay un ejercicio que clarifica el procedimiento.

RDM - 3 noviembre 1999

ASIGNACION DE UNIDADES
Metodo de optimizacion dual
("Lagrange Relaxation ")

Se trata de asignar tres unidades en un periodo de 4 horas conociendo el pronostico de generacion.

$i := 1..3$

$F1(P) := 500 + 10 \cdot P + 0.002 \cdot P^2$

$F2(P) := 300 + 8 \cdot P + 0.0025 \cdot P^2$

$F3(P) := 100 + 6 \cdot P + 0.005 \cdot P^2$

limites de operacion

$Pm := \begin{pmatrix} 100 \\ 100 \\ 50 \end{pmatrix} \quad PM := \begin{pmatrix} 600 \\ 400 \\ 200 \end{pmatrix}$

$k := 1..4$

$CI1(P) := 10 + 0.004 \cdot P$

$CI2(P) := 8 + 0.005 \cdot P$

$CI3(P) := 6 + 0.01 \cdot P$

$Pc := \begin{pmatrix} 170 \\ 520 \\ 1100 \\ 330 \end{pmatrix}$

$$F(P) := \begin{pmatrix} 500 + 10 \cdot P + 0.002 \cdot P^2 \\ 300 + 8 \cdot P + 0.0025 \cdot P^2 \\ 100 + 6 \cdot P + 0.005 \cdot P^2 \end{pmatrix} \qquad P(\lambda) := \begin{pmatrix} \dfrac{\lambda - 10}{0.004} \\ \dfrac{\lambda - 8}{0.005} \\ \dfrac{\lambda - 6}{0.01} \end{pmatrix}$$

Partimos de λ que son 1 centecimo de Pc

$$\lambda\lambda := \begin{pmatrix} 1.7 \\ 5.2 \\ 11 \\ 3.3 \end{pmatrix}$$

Las potencias crecen con los λ y se puede linearizar para tener un punto de partida

Fijados los λ para cada intervalo se puede minimizar Γ respecto a P!,P2,P3,U1,U2,U3

Como se demostro anteriormente de esta minimizacion resulta el siguiente criterio

Las unidades son puestas en servicio si $F1(P) - \lambda \cdot P < 0$. Al contrario son puestas fuera

si $F1(P) - \lambda \cdot P > 0$ C ((La razon de esto puede verse en la grafica mostrada anteriormente))

Se disena una logica que sigue este criterio.

```
UU := | for k ∈ 1..4
      |   | λ ← λλ_k
      |   | for i ∈ 1..3
      |   |   | p ← P(λ)_i
      |   |   | g ← F(p)_i − λ · p
      |   |   | u ← 1 if g ≤ 0
      |   |   | u ← 0 if g ≥ 0 ∨ p ≤ 0
      |   |   | UU_{k,i} ← u
      | UU
```

Unidades

$$UU = \begin{array}{c} 1 \quad 2 \quad 3 \\ \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \end{array} \begin{array}{c} \text{Horas} \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{array}$$

O sea que en la primer iteracion solo estan en servicio la unidades 2 y 3 en la hora 3. Podemos calcular las potencias con el criterio de optimizacion y teniendo en cuenta los limites de operacion.

4

$$
PPb := \left|
\begin{array}{l}
\text{for } k \in 1..4 \\
\quad \left|
\begin{array}{l}
\lambda \leftarrow \lambda\lambda_k \\
b_k \leftarrow Pc_k \\
\text{for } i \in 1..3 \\
\quad \left|
\begin{array}{l}
p \leftarrow P(\lambda)_i \\
P_i \leftarrow Pm_i \ \text{ if } p \le Pm_i \wedge UU_{k,i} = 1 \\
P_i \leftarrow p \ \text{ if } (Pm_i < p < PM_i) \wedge UU_{k,i} = 1 \\
P_i \leftarrow PM_i \ \text{ if } p \ge PM_i \wedge UU_{k,i} = 1 \\
P_i \leftarrow 0 \ \text{ if } UU_{k,i} = 0 \\
b_k \leftarrow b_k - P_i \\
PP_{k,i} \leftarrow P_i
\end{array}
\right.
\end{array}
\right. \\
\text{augment}(PP, b)
\end{array}
\right.
$$

$$
PPb = \begin{array}{cccc} 1 & 2 & 3 & Pc - \sum_i P_i \cdot UU_i \end{array}
\begin{pmatrix}
0 & 0 & 0 & \\
0 & 0 & 0 & 520 \\
0 & 400 & 200 & 500 \\
0 & 0 & 0 & 330
\end{pmatrix}
$$

$$
GGc := \left|
\begin{array}{l}
c4 \leftarrow 0 \\
c3 \leftarrow 0 \\
g3 \leftarrow 0 \\
g2 \leftarrow 0 \\
c2 \leftarrow 0 \\
g4 \leftarrow 0 \\
\text{for } k \in 1..4 \\
\quad \left|
\begin{array}{l}
\lambda \leftarrow \lambda\lambda_k \\
\text{for } i \in 1..3 \\
\quad \left|
\begin{array}{l}
p \leftarrow PPb_{k,i} \\
c \leftarrow F(p)_i \cdot UU_{k,i} \\
g \leftarrow (c - \lambda \cdot p) \cdot UU_{k,i} \\
g2 \leftarrow g2 + g \\
c2 \leftarrow c2 + c
\end{array}
\right. \\
g3 \leftarrow g2 + g3 + \lambda\lambda_k \cdot Pc_k \\
c3 \leftarrow c3 + c2
\end{array}
\right. \\
(g3 \ \ c3)
\end{array}
\right.
$$

$$
GGc = \begin{array}{cc} g(\lambda) & F \end{array} \left(1.378 \times 10^4 \quad 1.08 \times 10^4\right) \qquad g(\lambda) = 13780 \qquad F = 1080
$$

Para pasar a la segunda iteracion hay que agregar al λ anterior 0.01 del desbalance. O sea

$$
PPb^{\langle 4 \rangle} \cdot 0.01 = \begin{pmatrix} 1.7 \\ 5.2 \\ 5 \\ 3.3 \end{pmatrix} \qquad \lambda\lambda + 0.01 \cdot PPb^{\langle 4 \rangle} = \begin{pmatrix} 3.4 \\ 10.4 \\ 16 \\ 6.6 \end{pmatrix}
$$

O sea el nuevo vector de λ es

$$
\lambda\lambda := \begin{pmatrix} 3.4 \\ 10.4 \\ 16 \\ 6.6 \end{pmatrix}
$$

Computemos los nuevos UU PPb GGc

$$
UU := \left|
\begin{array}{l}
\text{for } k \in 1..4 \\
\quad \left|
\begin{array}{l}
\lambda \leftarrow \lambda\lambda_k \\
\text{for } i \in 1..3 \\
\quad \left|
\begin{array}{l}
p \leftarrow P(\lambda)_i \\
g \leftarrow F(p)_i - \lambda \cdot p \\
u \leftarrow 1 \ \text{ if } g \le 0 \\
u \leftarrow 0 \ \text{ if } g \ge 0 \vee p \le 0 \\
UU_{k,i} \leftarrow u
\end{array}
\right.
\end{array}
\right. \\
UU
\end{array}
\right.
$$

Unidades

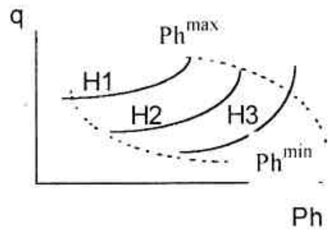
$$
UU = \begin{array}{c} \begin{array}{ccc} 1 & 2 & 3 \end{array} \\ \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \end{array} \begin{array}{c} \text{Hora} \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{array}
$$

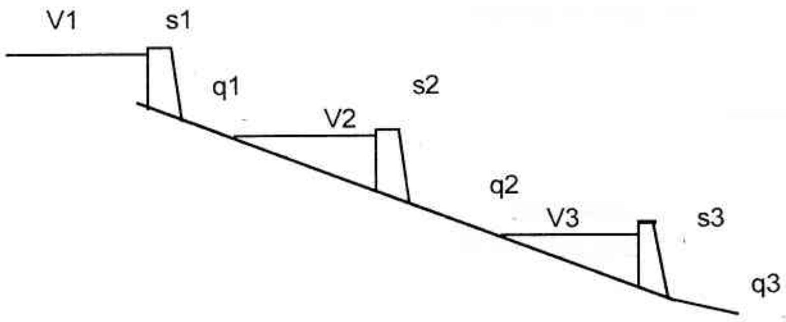
$$
PPb := \left|\begin{array}{l}
\text{for } k \in 1..4 \\
\quad \left|\begin{array}{l}
\lambda \leftarrow \lambda\lambda_k \\
b_k \leftarrow Pc_k \\
\text{for } i \in 1..3 \\
\quad \left|\begin{array}{l}
p \leftarrow P(\lambda)_i \\
P_i \leftarrow Pm_i \ \text{ if } p \le Pm_i \wedge UU_{k,i} = 1 \\
P_i \leftarrow p \ \text{ if } (Pm_i < p < PM_i) \wedge UU_{k,i} = 1 \\
P_i \leftarrow PM_i \ \text{ if } p \ge PM_i \wedge UU_{k,i} = 1 \\
P_i \leftarrow 0 \ \text{ if } UU_{k,i} = 0 \\
b_k \leftarrow b_k - P_i \\
PP_{k,i} \leftarrow P_i
\end{array}\right.
\end{array}\right. \\
\text{augment}(PP, b)
\end{array}\right.
$$

$$
GGc := \left|\begin{array}{l}
c4 \leftarrow 0 \\
c3 \leftarrow 0 \\
g3 \leftarrow 0 \\
g2 \leftarrow 0 \\
c2 \leftarrow 0 \\
g4 \leftarrow 0 \\
\text{for } k \in 1..4 \\
\quad \left|\begin{array}{l}
\lambda \leftarrow \lambda\lambda_k \\
\text{for } i \in 1..3 \\
\quad \left|\begin{array}{l}
p \leftarrow PPb_{k,i} \\
c \leftarrow F(p)_i \cdot UU_{k,i} \\
g \leftarrow (c - \lambda \cdot p) \cdot UU_{k,i} \\
g2 \leftarrow g2 + g \\
c2 \leftarrow c2 + c
\end{array}\right. \\
g3 \leftarrow g2 + g3 + \lambda\lambda_k \cdot Pc_k \\
c3 \leftarrow c3 + c2
\end{array}\right. \\
(g3 \ \ c3)
\end{array}\right.
$$

$$
PPb = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 170 \\ 0 & 400 & 200 & -80 \\ 600 & 400 & 200 & -100 \\ 0 & 0 & 0 & 330 \end{pmatrix}
$$

$$
GGc = \left(1.008 \times 10^4 \quad 4.144 \times 10^4\right)
$$





PROGRAMACION DINAMICA POR APPROXIMACIONES SUCESIVAS

COMENZAR con
despacho de PH2

OPTIMIZAR PH1 manteniendo
fijo el Despacho de PH2

OPTIMIZAR PH2 manteniendo
fijo el Despacho de PH1

PRIMERA ITERACION ? — si

no

CONVERGE ? — no

si

escalones

sn sn

ESPACIO
DE ESTADOS

n.n sn s1
escalones s1 sn

s1 s1
V! V2 intervalos de tiempo

escalones

sn

ESPACIO
DE ESTADOS

n
escalones

s1
V1 intervalos de tiempo

escalones

sn

ESPACIO
DE ESTADOS

n
escalones

s1
V! intervalos de tiempo

HDR_MULT.

Funcion Objetivo

$$Ft = \sum_{k} n_k \cdot Fs(Psk) \qquad k = 1..K \qquad \text{intervalos en el periodo}$$

Limitaciones

$$\phi = \left(Pc - Ps_k - Ph1_k - Ph2_k - Ph3_k\right) = 0$$

$$\psi 1_k = V1_k - V1_{k-1} + \left(r1_k - s1_k - q1_k\right) \cdot n_k = 0$$

$$\psi 2_k = V2_k - V2_{k-1} + \left(q1_k + s1_k - s2_k - q2_k\right) \cdot n_k = 0$$

$$\psi 3_k = V3_k - V3_{k-1} + \left(q2_k + s2_k - s3_k - q3_k\right) \cdot n_k = 0$$

$$\Gamma = \sum_{k} \left(n_k \cdot Fs\left(Ps_k\right) - \lambda_k \cdot \phi - \gamma 1_k \cdot \psi 1_k - \gamma 2_k \cdot \psi 2_k - \gamma 3_k \cdot \psi 3_k\right)$$

Hay otros limites que deben ser considerados

$V1^{max}$ $V1^{min}$ $V2^{max}$ $V2^{min}$ $V3^{max}$ $V3^{min}$

Valores al empezar y al terminar el periodo

$V1_0$ $V1_K$ $V2_0$ $V2_K$ $V3_0$ $V3_K$

Tambien flujos limites, para evitar erosion o para navegacion.

En general este tipo de optimizacion se hace en base a Programacion Dinamica o a Programacion lineal.

Para usar programacion lineal hay primero que linearizar las unciones.
Por ejemplo linearizar la funcion de costos de la unidade termica Combinada.

Funcion Objetivo

f3

f2

f1

Ps1 Ps2 Ps

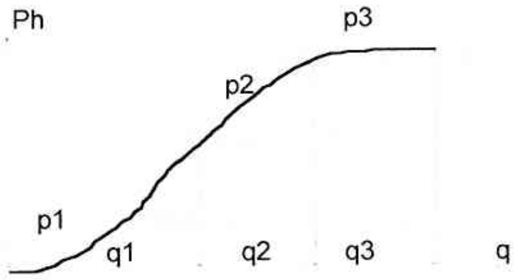
Ps(min) Ps3

Psmax

9

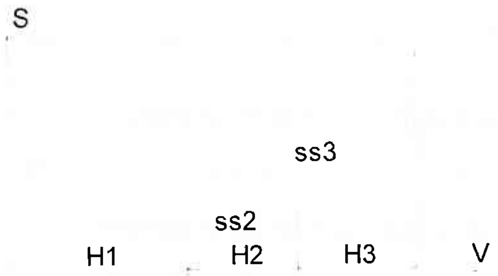
$$Fs(Ps) = Fs\left(Ps^{min}\right) + f1 \cdot Ps_1 + f2 \cdot Ps_2 + f3 \cdot Ps_3 \qquad 0 < Ps_j < \left(Ps_j\right)^{max} \qquad j = 1..3$$

$$P_s = Ps^{min} + Ps_1 \qquad P_s = Ps^{min} + Ps_1{}^{max} + Ps_2 \qquad Ps = Ps^{min} + Ps_1{}^{max} + Ps_2{}^{max} + Ps_3$$



$$Ph = p1 \cdot q1 + p2 \cdot q2 + p3 \cdot q3$$

$$0 < qj < qj^{max} \qquad j = 1..3$$



$$s = ss2 \cdot H2 + ss3 \cdot H3$$

$$0 < H2 < H2^{max}$$

$$0 < H3 < H3^{max}$$

(Pero las H son una funcion de V)

Asumiendo para simplificar, solo una planta hidraulica, las ecuaciones limitantes son:

(1) $$V_k - V_{k-1} + n_k \cdot \left(r_k - s_k - q_k\right) = 0 \qquad k = 1..K$$

(2) $$Ps_k + Ph_k - Pc_k = 0$$

En total hay 8 ecuaciones limitantes por cada k. Estas son:

Ps^{max} Ps^{min} Ph^{max} Ph^{min} s^{max} s^{min} y ademas las ecuaciones (1) y (2)

Hay 15 variables por cada k:

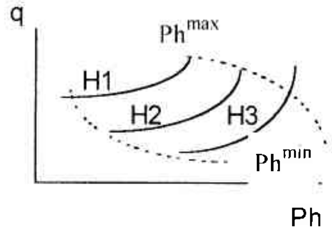
V r Ps_1 Ps_2 Ps_3 $q1$ $q2$ $q3$ $V1$ $V2$ $V3$ Fs Ph s Pc

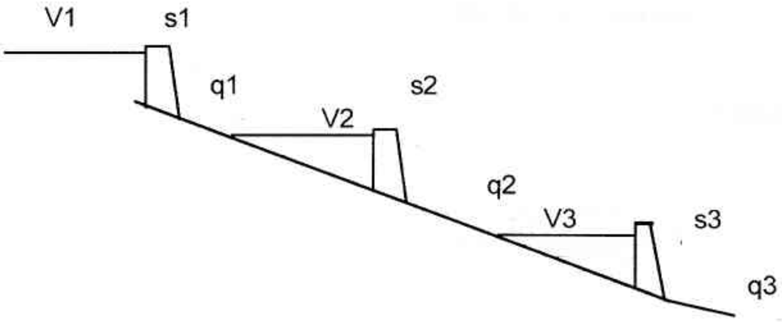
Para un periodo de una semana dividida en intervalos de una hora el $K = 168$

O sea $168 \cdot 8 = 1344$ ecuaciones limitantes y $168 \cdot 15 = 2520$ variables

Programacion lineal con esta capacidad existe comercialmente.

RDM - 31 octubre 1999





PROGRAMACION DINAMICA POR APPROXIMACIONES SUCESIVAS

COMENZAR con
despacho de PH2

OPTIMIZAR PH1 manteniendo
fijo el Despacho de PH2

OPTIMIZAR PH2 manteniendo
fijo el Despacho de PH1

si

PRIMERA ITERACION ?

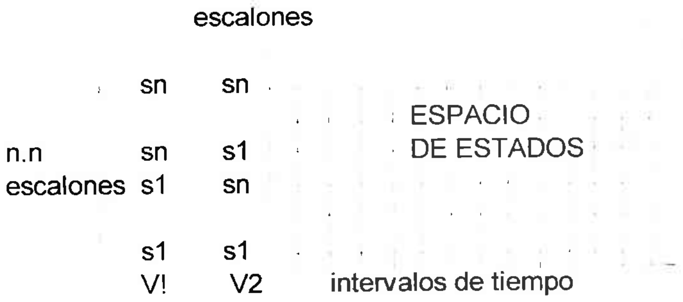
no

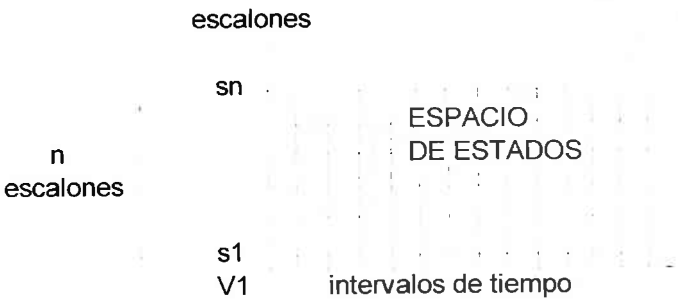
no

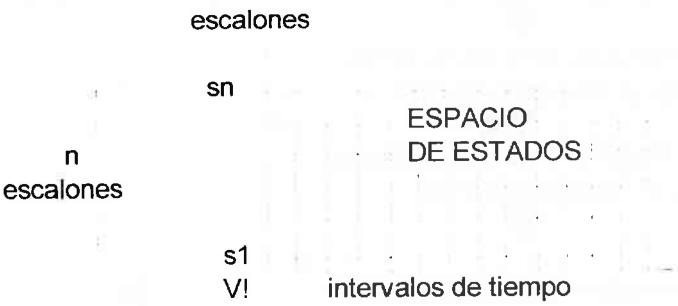
CONVERGE ?

si

HDR_MULT


escalones
sn
sn
ESPACIO
DE ESTADOS
n.n
escalones
sn
s1
s1
sn
s1
s1
V!
V2
intervalos de tiempo


escalones
sn
ESPACIO
DE ESTADOS
n
escalones
s1
V1
intervalos de tiempo


escalones
sn
ESPACIO
DE ESTADOS
n
escalones
s1
V!
intervalos de tiempo

HDR - MULT

Funcion Objetivo

$$Ft = \sum_k n_k \cdot Fs(Psk) \qquad k = 1..K \qquad \text{intervalos en el periodo}$$

Limitaciones

$$\phi = (Pc - Ps_k - Ph1_k - Ph2_k - Ph3_k) = 0$$

$$\psi1_k = V1_k - V1_{k-1} + (r1_k - s1_k - q1_k) \cdot n_k = 0$$

$$\psi2_k = V2_k - V2_{k-1} + (q1_k + s1_k - s2_k - q2_k) \cdot n_k = 0$$

$$\psi3_k = V3_k - V3_{k-1} + (q2_k + s2_k - s3_k - q3_k) \cdot n_k = 0$$

$$\Gamma = \sum_k \left(n_k \cdot Fs(Ps_k) - \lambda_k \cdot \phi - \gamma1_k \cdot \psi1_k - \gamma2_k \cdot \psi2_k - \gamma3_k \cdot \psi3_k \right)$$

Hay otros limites que deben ser considerados

$V1^{max}$ $V1^{min}$ $V2^{max}$ $V2^{min}$ $V3^{max}$ $V3^{min}$

Valores al empezar y al terminar el periodo

$V1_0$ $V1_K$ $V2_0$ $V2_K$ $V3_0$ $V3_K$

Tambien flujos limites, para evitar erosion o para navegacion.

En general este tipo de optimizacion se hace en base a Programacion Dinamica o a Programacion lineal.

Para usar programacion lineal hay primero que linearizar las unciones.
Por ejemplo linearizar la funcion de costos de la unidade termica Combinada.

Funcion Objetivo

f3

f2

f1

Ps1 Ps2 Ps

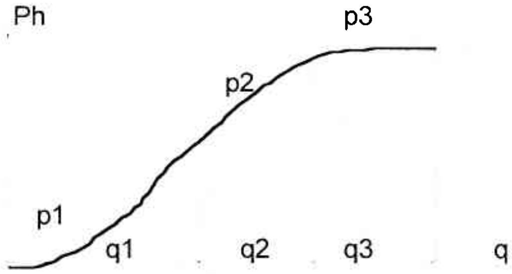
Ps(min) Ps3

Psmax

13

$$Fs(Ps) = Fs\left(Ps^{min}\right) + f1 \cdot Ps_1 + f2 \cdot Ps_2 + f3 \cdot Ps_3 \qquad 0 < Ps_j < \left(Ps_j\right)^{max} \qquad j = 1..3$$

$$P_s = Ps^{min} + Ps_1 \qquad P_s = Ps^{min} + Ps_1{}^{max} + Ps_2 \qquad Ps = Ps^{min} + Ps_1{}^{max} + Ps_2{}^{max} + Ps_3$$



$$Ph = p1 \cdot q1 + p2 \cdot q2 + p3 \cdot q3$$

$$0 < qj < qj^{max} \qquad j = 1..3$$

S

$$s = ss2 \cdot H2 + ss3 \cdot H3$$

$$0 < H2 < H2^{max}$$

ss3

$$0 < H3 < H3^{max}$$

ss2

(Pero las H son una funcion de V)

H1 H2 H3 V

Asumiendo para simplificar, solo una planta hidraulica, las ecuaciones limitantes son:

$$(1) \qquad V_k - V_{k-1} + n_k \cdot \left(r_k - s_k - q_k\right) = 0 \qquad k = 1..K$$

$$(2) \qquad Ps_k + Ph_k - Pc_k = 0$$

En total hay 8 ecuaciones limitantes por cada k. Estas son:

Ps^{max} Ps^{min} Ph^{max} Ph^{min} s^{max} s^{min} y ademas las ecuaciones (1) y (2)

Hay 15 variables por cada k:

V r Ps_1 Ps_2 Ps_3 $q1$ $q2$ $q3$ $V1$ $V2$ $V3$ Fs Ph s Pc

Para un periodo de una semana dividida en intervalos de una hora el $K = 168$

O sea $168 \cdot 8 = 1344$ ecuaciones limitantes y $168 \cdot 15 = 2520$ variables

Programacion lineal con esta capacidad existe comercialmente.

RDM - 31 octubre 1999

14

OPTIMIZACION USING LINEAR PROGRAMING

Funcion Objetivo $\quad Z = c_1 \cdot x_1 + c_2 \cdot x_2 + .. + c_N \cdot x_N$

Limitaciones : $\quad a_{11} \cdot x_1 + a_{12} \cdot x_2 + .. + a_{1N} \cdot x_N \le b_1$

$$a_{21} \cdot x_1 + a_{22} \cdot x_2 + .. + a_{2N} \cdot x_N \le b_2$$

....

$$a_{N1} \cdot x_1 + a_{N2} \cdot x_2 + .. + a_{NN} \cdot x_N \le b_M$$

$$x_i^{min} \le x_i \le x_i^{max} \qquad i = 1 .. N$$

Es posible que alguna de las M inecuaciones de limitacion sea una igualdad. En ese caso la solucion debe cumplir la igualdad. Esconveniente visualizar el problema en el espacio de N variables. Las superficies de limitacion dividen el espacio en espacios parciales.Si la solucion toca la superficie limite definida por una de las inecuaciones limitantes, entonces esa inecuacion es de borde. Es facil visualizar la posibilidad de la existencia o no de solucion pensando en un problema de tres dimensiones.

Las inecuaciones son transformadas a la forma canonica por el agregado de variables de complemento:

$$a_{11} \cdot x_1 + a_{12} \cdot x_2 + .. + a_{1N} \cdot x_N + x_{s1} + \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots = b_1$$

$$a_{21} \cdot x_1 + a_{22} \cdot x_2 + .. + a_{2N} \cdot x_N + \ldots\ldots + x_{s2} + \ldots\ldots\ldots\ldots = b_2$$

....

$$a_{N1} \cdot x_1 + a_{N2} \cdot x_2 + .. + a_{NN} \cdot x_N + \ldots\ldots\ldots\ldots + x_{sN} + .. = b_M$$

$$c_1 \cdot x_1 + c_2 \cdot x_2 + .. + c_N \cdot x_N + \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots - Z = 0$$

Donde x_{s1} x_{s2} . . . x_{sN} Z son llamadas variables basicas

Las variables de complemento deben ser positivas O sea $x_{sm} \ge 0$

Las variables del problema son: x_i con $i = 1 .. N$

Con todas las variables se forma una matriz de M+1 lineas

Los programas de optimizacion lineal siguen el siguiente procedimiento iterativo:

PRIMERO

1 - A las variables del problema se les da uno de los valores limites.

Si $c_j \ge 0$ se hace $x_j = x_j^{min}$

Si $c_j < 0$ se hace $x_j = x_j^{max}$

2 - En base a estos valores y usando cada ecuacion con solo una variable basica se computa el valor de esta variable basica. Puede suceder que el valor asi computado viole o no la condicion de ser positivo. Si no hay violaciones el conjunto de valores es la solucion

SEGUNDO

Si hay violaciones encuentre la linea R (de la matriz) que tenga la variables basica con mayor limitacion. Siga el siguiene procedimiento para seleccionar la columna S conteniendo una variable no basica: (hay dos procedimientos exclusivos)

1- En caso que la variable mas violada esta por debajo de su limite:

$a_{rs} \neq 0$ y [$x_s = x_s^{min}$ $a_{rs} < 0$ $c_s \geq 0$] o [$x_s = x_s^{max}$ $a_{rs} > 0$ $c_s \leq 0$]

Elija la S entre los que cumplan esta condicion y tenga la menor relacion $\dfrac{c_s}{-a_{rs}}$

2- En caso que la variable mas violada esta por encima de su limite:

$a_{rs} \neq 0$ y [$x_s = x_s^{min}$ $a_{rs} > 0$ $c_s \geq 0$] o [$x_s = x_s^{max}$ $a_{rs} < 0$ $c_s \leq 0$]

Elija la S entre los que cumplan esta condicion y tenga la menor relacion $\dfrac{c_s}{a_{rs}}$

TERCERO

Pivotee la matriz en la linea R y la columna S de modo que x_s se vuelve una variable basica y la variable x_r se vuelve no basica. Entonces a la variable x_r se le da el valor del limite

Repetir el procedimiento hasta que no hayan mas violaciones, en cuyo caso el problema esta resuelto. Si no se puede elegir pivote entonces el problema no tiene solucion.

Ejemplo Simple

	Planteo	Forma Canonica	linea
	$Z = 2 \cdot x_1 + x_2$	$2x_1 + x_2 - Z = 0$	1
Limitaciones	$x_1 + x_2 = 20$	$x_1 + x_2 + x_3 = 20$	2
	$-1.4 \cdot x_1 + x_2 \leq 2$	$-1.4 \cdot x_1 + x_2 + x_4 = 2$	3
	$2 \leq x_1 \leq 12$	Las variables x_3 y x_4	
	$2 \leq x_2 \leq 16$	son variables complementarias donde $0 \leq x_3 \leq 0$ $0 \leq x_4 \leq \infty$	

COMIENZO

$$\left(x_1 \;\; x_2 \;\; x_3 \;\; x_4 \;\; Z\right) = [\,2 \;\; 2 \;\; (20 - 2 - 2) \;\; (2 + 1.4 \cdot 2 - 2) \;\; (4 + 2)\,] = (2 \;\; 2 \;\; 16 \;\; 2.8 \;\; 6)$$

La variable basica con mayor violacion es x_3 que tiene un valor 16 mayor que su limite 0

O sea linea R=2. Usamos entonces el procedimiento 2 para hallar S

$i = 1 \quad a_1 \neq 0 \quad [\quad a_1 > 0 \quad x_1 = x_1^{min} \quad c_1 > 0 \,] \quad \text{TRUE} \qquad \frac{c_1}{a_1} = \frac{2}{1}$

$i = 2 \quad a_2 \neq 0 \quad [\quad a_2 > 0 \quad x_2 = x_2^{min} \quad c_2 > 0 \,] \quad \text{TRUE} \qquad \frac{c_2}{a_2} = \frac{1}{1}$

Elija la S entre los que cumplan esta condicion y tenga la menor relacion $\frac{c}{a}$

Debemos pivotear la columna 2 (S=2) y linea 2 (R=2) . O sea se obtiene

	Antes del pivote		Despues del pivote
1	$2x_1 + x_2 - Z = 0$	$((1 - 2))$	$x_1 - x_3 - Z = -20$
2	$x_1 + x_2 + x_3 = 20$		$x_1 + x_2 + x_3 = 20$
3	$-1.4 \cdot x_1 + x_2 + x_4 = 2$	$((3 - 2))$	$-2.4 \cdot x_1 - x_3 + x_4 = -18$

variables no basicas

$x_1 = 2 \qquad x_3 = 0$

variables basicas (*)

$x_2 = 20 - 2 - 0 = 18$

$x_4 = -18 + 4.8 + 0 = -13.2$

$Z = 20 + 2 = 22$

$\begin{pmatrix} x_1 & x_2 & x_3 & x_4 & Z \end{pmatrix} = (2 \quad 18 \quad 0 \quad -13.3 \quad 22)$ Las violaciones de las basicas son

$x_2 - x_2^{max} = 18 - 12 = 2 \qquad x_4^{min} - x_4 = 13.2$

La maxima violacion es la de x_4 que esta por debajo de su minimo O sea R=3

usar procedimiento el procedimiento 1 para hallar S

$i = 1$

$a_1 \neq 0 \quad y \quad [\quad x_1 = x_1^{min} \quad a_1 < 0 \quad c_1 \geq 0 \quad] \qquad \frac{c_1}{-a_1} = \frac{1}{-(-2.4)} = 0.417 \qquad]$

$i = 3$

$a_3 \neq 0 \quad y \quad x_3 = x_3^{min} \quad a_3 < 0 \quad c_3 < 0$ en vez de $c_3 \geq 0$ O sea se excluye

Entonces pivoteamos en x_1 en linea 3

1	$x_1 - x_3 - Z = -20$	$\left(\left(1 + \frac{3}{2.4}\right)\right)$	$-1.4166 \cdot x_3 + 0.4166 \cdot x_4 - Z = -27.5$
2	$x_1 + x_2 + x_3 = 20$	$\left(\left(\left(1 \; \frac{3}{(2.4)}\right)\right)\right)$	$x_2 + 0.583 \cdot x_3 + 0.417 \cdot x_4 = 12.5$
* 3	$-2.4 \cdot x_1 - x_3 + x_4 = -18$	$\left[\left[\frac{-3}{(2.4)}\right]\right]$	$x_1 + 0.417 \cdot x_3 - 0.417 \cdot x_4 = 7.5$

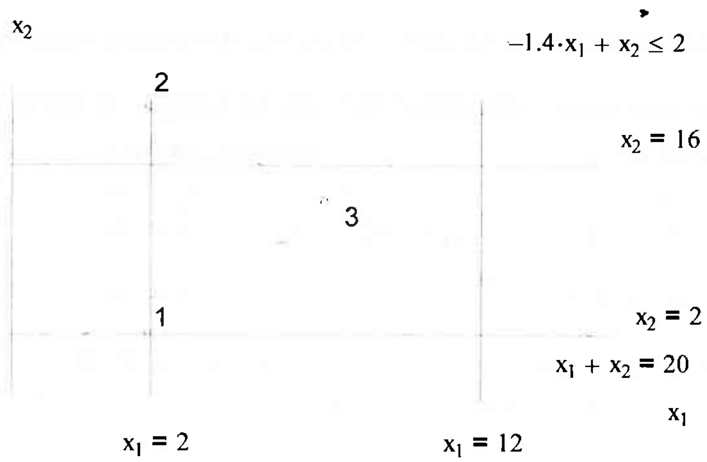
17

Las variables no basicas son: $x_3 = 0$ $x_4 = 0$

Las variables basicas son: $Z = 27.5$ $x_2 = 12.5$ $x_1 = 7.5$

Ahora no tenemos violaciones en las variables basicas, o sea estamos en la solucion optima:

$$\begin{pmatrix} x_1 & x_2 & x_3 & x_4 & Z \end{pmatrix} = (7.5 \quad 12.5 \quad 0 \quad 0 \quad 27.5)$$



ASIGNACION DE UNIDADES

El conjunto de unidades asignadas debe ser las que pueden soportar las cargas, con reserva rodante para dar seguridad, con el menor costo. Hay diferentes definiciones de la seguridad:

1 - La reserva de seguridad permitira recuperar la red con la perdida de la unidad mas cargada.

2 - La reserva de seguridad sera 15% de la carga total

3 - Habra una probabilidad del 98% de perder 15% de carga en caso de cualquir contingencia
(Los valores indicados solo representan un ejemplo)

Las reservas deben ser ubicadas en la red. La ubicabion debe tener en cuenta la capacidad de las lineas de transmision. Tambien se tendra en cuenta la formacion de islas separadas de la red.

Las reservas se asignan a las unidades de respuesta rapida (Hisraulicas, de almacenamiento de bombeo)

FACTORES A CONSIDERAR

LIMITACIONES de las unidades TERMICAS

- Tiempo minimo en servicio
- Tiempo minimo fuera de servicio
- Disponibilidad de la Cuadrilla de arranque
- Costo de arranque:
  - Arranque frio
  - Mantenida caliente

LIMITACIONES de las unidades HIDRAULICAS

- Zonas de trabajo duro
- Disponibilidad del agua

UNIDADES REQUERIDAS

Hay unidades que deben operar para mantener voltajes.

DESPACHO DE GENERACION

Distribuir la generacion total entre las unidades en linea.

ASIGNACION DE UNIDADES

Seleccionar las unidades disponibles que pueden dar las cargas en forma mas economica

CAPACIDAD RODANTE $CR = \sum_i P_i$

RESERVA RODANTE $RR = \sum_i \left[P_i^{(Max)} - P_i\right]$

UNIDAD TERMICA - Regimen Calorico Entrante $H(P_i) = a + b \cdot P_i + c \cdot P_i^2$ $\frac{MBtu}{h}$

Costo de operacion $F_i(P_i) = f_c \cdot H_i(P_i)$ \$/h Costo combustible f_c \$/h

OPTIMIZACION Funcion Objetivo $F_t = \sum_i F_i(P_i)$ donde F_t Costo total

Limitaciones $\phi = P_c - \sum_i P_i$

Minimizar la funcion Objetivo mientras se cumple con las limitaciones

Funcion de LAGRANGE $\Gamma = F_t + \lambda \cdot \phi$ donde λ Multiplicador de Lagrange

Las variables independientes son $P_1 \; ... \; P_N \quad \lambda$

Las ecuaciones que determinan el minimo son

$$\frac{d}{dP_i}\Gamma = \frac{d}{dP_i}F_i(P_i) - \lambda = 0$$ N ecuaciones $i = 1 .. N$

$$\frac{d}{d\lambda}\Gamma = \phi$$ O sea $P_c - \sum_i P_i = 0$ Ecuacion de balance

Las primeras N ecuaciones se pueden escribir

$$\frac{d}{dP_i}F_i(P_i) = \lambda$$ O sea definiendo Costo Incremental $CI_i(P_i) = \frac{d}{dP_i}F_i(P_i) = \lambda$

El despacho economico requiere que todas las unidades trabajen con igual CI

No se ha tenido en cuenta ni los limites operacionales de las unidades ni las perdidas de la red

Los limites de las unidades se definen $\qquad P_i^{Min} < P_i < P_i^{Max}$

Se asume que las funciones de costos incrementales son funciones crecientes. Por ejemplo para unidades con regimen calorico cuadratico la funcion de costo incremental es:

$$CI_i(P_i) = b + 2 \cdot c \cdot P_i$$

Si para dar las cargas el λ del sistema debe crecer mas del limite maximo del CI en la unidad i

O sea si $\qquad \lambda \geq CI_i\left(P_i^{Max}\right) \qquad$ entonces $\qquad P_i = P_i^{Max}$

En cambio si para dar las cargas el λ del sistema debe disminuir por debajo del limite minimo del CI de la unidad i

O sea si $\qquad \lambda \leq CI_i\left(P_i^{Min}\right) \qquad$ entonces $\qquad P_i = P_i^{Min}$

Vamos a plantear el problema teniendo en cuenta las perdidas en la red

La ecuacion de balance de cargas es $\qquad \phi = P_c + P_p - \sum_i P_i$

donde $\qquad P_p = P_p(P_1 .. P_N)$ $\qquad$ <<La red y las cargas son constantes del problema de despacho, las perdidas de la red son una funcion de las variables independientes.>>

La ecuacion de Lagrange sigue siendo

$$\Gamma = F_t + \lambda \cdot \phi$$

Las ecuaciones de minimizacion son un poco mas generales:

$$\frac{d}{dP_i}\Gamma = \frac{d}{dP_i}F_i + \lambda\left(\frac{d}{dP_i}P_p - 1\right) = 0 \qquad \text{O sea} \qquad \frac{d}{dP_i}F_i = \lambda\left(1 - \frac{d}{dP_i}P_p\right) \qquad \text{con} \qquad i = 1 .. N$$

Donde

$\frac{d}{dP_i}P_p = PI_i(P_1 .. P_N)$ $\qquad$ son las perdidas incrementales de la red

O sea $\qquad \dfrac{CI_i}{(1 - PI_i)} = \lambda \qquad$ Los CI de las unidades no son mas iguales sino que cada barra de generacion esta penalizada con un factor

Factor de penalizacion (por ubicacion): $\qquad fp_i = \dfrac{1}{1 - \dfrac{d}{dP_i}P_p} = \dfrac{1}{1 - PI_i(P_1 .. P_N)}$

NOTAR: Las ecuaciones de optimizacion no son mas lineales. Para resolver el problema de despacho hay que recurrir a metodos numericos iterativos

FACTORES DE PARTICIPACION A SER DETERMINADOS POR EL DE

La funcion de Depacho Economico no solo calcula la distribucion de las potencias de generacion del momento sino que debe calcular el factor de participacion de cada barra de generacion. Una manera de hacer esto exactamente seria la de calcular el despacho para puntos de carga alrededor del punto de base. Pero en un caso simple esto no es necesario.

Si hay un cambio de generacion en la barra i el costo incremental de dicha barra incrementa aproximadamente:

$$\Delta\lambda_i = \left(\frac{d^2}{dP_i^2}F_i\right)\cdot\Delta P_i \qquad \text{O sea} \qquad \Delta P_i = \frac{\Delta\lambda_i}{\frac{d^2}{dP_i^2}F_i}$$

Pero el movimiento de las generaciones debe distribuirse con un mismo cambio en λ, o sea

$$\Delta P_i = \frac{\Delta\lambda}{F_i''}$$

El factor de participacion en el cambio de generacion puede calcularse:

haciendo $INV_i = \dfrac{1}{F_i''}$

$$fac\_par_i = \frac{\Delta P_i}{\sum_i \Delta P_i} = \frac{INV_i}{\sum_I INV_i}$$

OPTIMIZACION POR EL METODO DEL GRADIENTE

$$\Gamma = \sum_i F_i(P_i) + \lambda\cdot\left(P_c - \sum_i P_i + P_p\right)$$

El vector gradiente de esta funcion de variables multiples es:

$$\Delta\Gamma = \begin{pmatrix} \frac{d}{dP_1}F_1 - \frac{\lambda}{pf_1} \\ \dots\dots \\ \frac{d}{dP_N}F_N - \frac{\lambda}{pf_N} \\ P_c - \sum_i P_i + P_p \end{pmatrix}$$

El vector de variables independientes es:

$$X = \begin{pmatrix} P_1 \\ \dots\dots \\ P_N \\ \lambda \end{pmatrix}$$

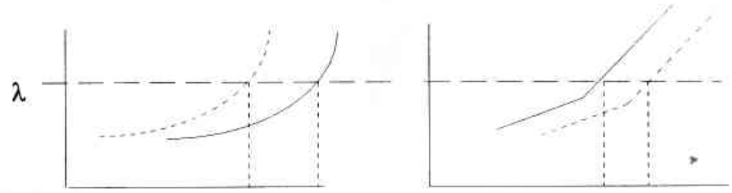
Iteracion : 1 - Se parte de un X^0

2 - COMPUTAR $\Delta\Gamma$

3 - Se modifica el X en cada iteracion $X^{v+1} = X^v - \alpha\cdot\Delta\Gamma$ Siendo α el factor de convergencia

X2

Unidad 1 Unidad 2



$P_1^{(1)}$ $P_1^{(2)}$ $P_2^{(1)}$ $P_2^{(2)}$

$P_1^{(1)}$ Despacho con perdidas $P_2^{(1)}$

$P_1^{(2)}$ Despacho sin perdidas $P_2^{(2)}$

Las perdidas de la red son una funcion de las inyecciones en las barras de generacion

La forma tipica de esta funcion es $P_p = P^T \cdot B \cdot P + B_o^T \cdot P + B_{oo}$ donde $P^T = \left(P_1 \; .. \; P_N\right)$

Expresada en forma escalar $P_p = \sum_i \sum_j P_i \cdot B_{ij} \cdot P_j + \sum_i B_{io} + B_{oo}$

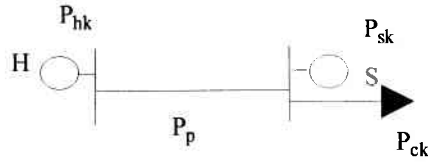
La matriz B, el vector B_o y la constante escalar B_{oo} pueden ser calculados de la red efectuando computos de F.Carga

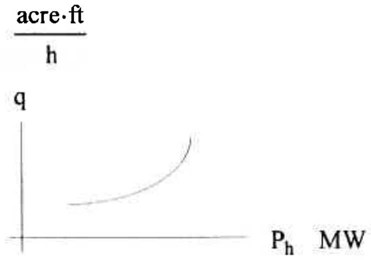
La derivada parcial $\frac{d}{dP_i} P_p = 2 \sum_j B_{ij} \cdot P_j + B_{io}$

Las ecuaciones de minimizacion de la ecuacion del Lagrange son entonces:

$$\frac{d}{dP_i} F_i(P_i) - \lambda \cdot \left(1 - 2 \cdot \sum_j B_{ij} \cdot P_j - B_{io}\right) = 0 \qquad i = 1 .. N$$

PROGRAMA HIDRAULICO





La programacion hidraullica a largo plazo (uno o varios anos) es realizada fuera de linea.
El Centro de control recibe la pragramacion de niveles del lago a ser seguido por el despacho hidraulico o programa hidraulico a corto plazo.
Suponemos que el periodo del despacho (por ejemplo una semana) esta formado por k intervalos (dias)
La curva de la unidad da la funcion del gasto de agua para soportar una generacion Phk
Se puede escribir la ecuacion de LAGRANGE:

$$\Gamma = \sum_{k} \left[n_k \cdot F_s(P_{sk}) + \lambda_k \cdot (P_{ck} + P_p - P_{hk} - P_{sk}) \right] + \gamma \cdot \left(\sum_{k} n_k \cdot q_k(P_{hk}) - q_{tot} \right)$$

La minimizacion de Γ requiere el cumplimiento de las siguientes ecuaciones de coordinacion:

$$n_k \cdot \frac{d}{dP_{sk}} F_s(P_{sk}) + \lambda_k \cdot \frac{d}{dP_{sk}} P_p = \lambda_k$$

n_k horas del intervalo k

$$\gamma \cdot n_k \cdot \frac{d}{dP_{hk}} q(P_{hk}) + \lambda_k \cdot \frac{d}{dP_{hk}} P_p = \lambda_k$$

O sea:

$$n_k \cdot \frac{d}{dP_{sk}} F_s(P_{sk}) = \lambda_k (1 - PI_{sk}) \qquad \gamma \cdot n_k \cdot \frac{d}{dP_{hk}} q(P_{hk}) = \lambda_k (1 - PI_{hk})$$

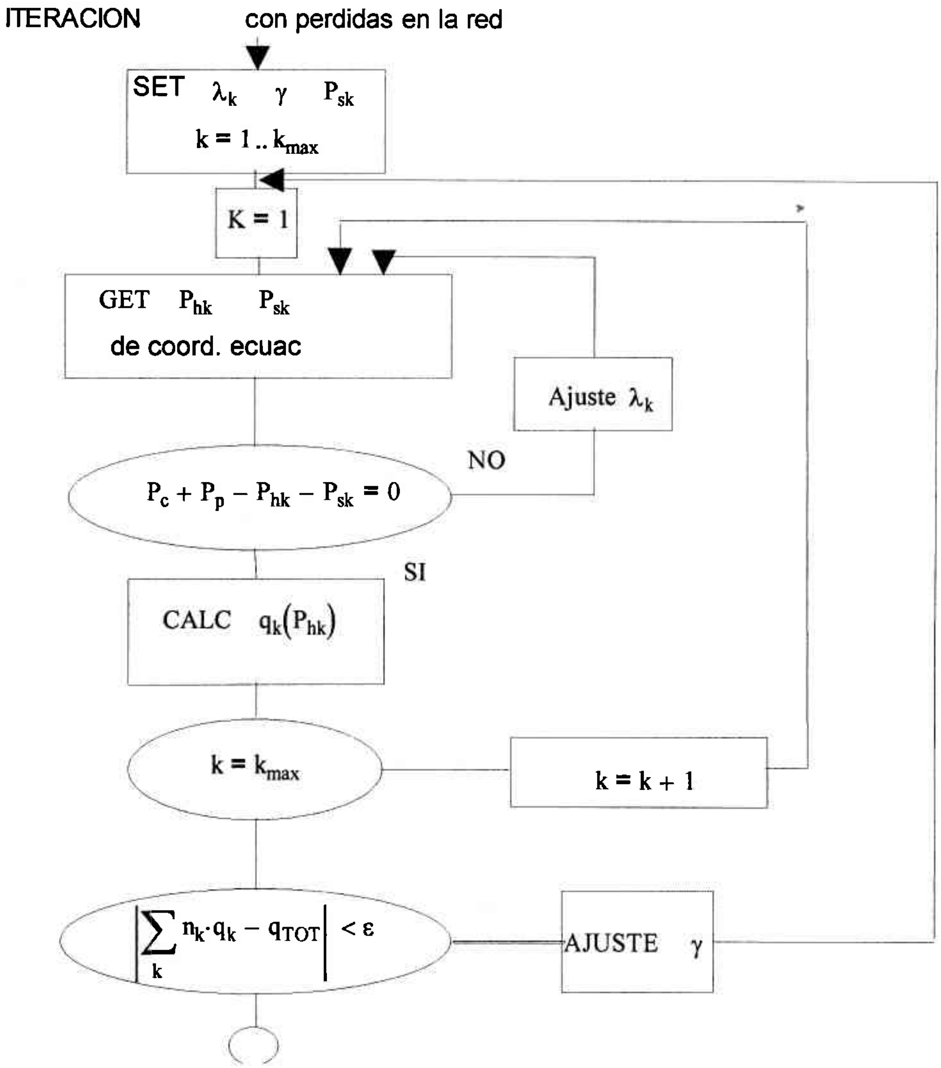
O sea

$$\gamma \cdot n_k \cdot \frac{d}{dP_{hk}} q(P_{hk}) = n_k \cdot \frac{d}{dP_{sk}} F_s(P_{sk}) \cdot \frac{\lambda_k (1 - PI_{hk})}{\lambda_k (1 - PI_{sk})}$$

La relacion dimensional es:

$[\gamma]$ = (\$/MWh)/[(acre-ft)/MWh] = \$/(acre-ft)

O sea γ es el pseudo-costo del agua para obtener el uso deseado del agua


ITERACION
con perdidas en la red
SET λ_k γ P_{sk}
$k = 1 .. k_{max}$
K = 1
GET P_{hk} P_{sk}
de coord. ecuac
Ajuste λ_k
NO
$P_c + P_p - P_{hk} - P_{sk} = 0$
SI
CALC $q_k(P_{hk})$
$k = k_{max}$
$k = k + 1$
$\left|\sum_k n_k \cdot q_k - q_{TOT}\right| < \varepsilon$
AJUSTE γ

25

PARTE 6

CONTROL DE GENERACION

CONTROL DE GENERACION

Entradas - Salidas (al sistema)

Medicion de Frecuencia del Sistema f Hz

Medicion de Generacion de unidades regulantes P_{Gen}

Medicion de Potencia se intercambio con areas vecinas P_{Int}

Senales de control de generacion en unidades regulantes Subir - Bajar

Variables del Sistema

T_{mec} Par mecanico aplicado por la turbina

T_{ele} Par electrico aplicado por el generador

T_{net} Par neto de aceleracion $T_{net} = T_{mec} - T_{ele}$

P_{mec} Potencia mecanica (Entrante)

P_{ele} Potencia electrica (Saliente)

P_{net} Potencia acelerante neta $P_{net} = P_{mec} - P_{elec}$

I Momento de Inercia de la maquina

ω Velocidad angular de la maquina

α Aceleracion angular $\left(\alpha = \frac{d}{dt}\Delta\omega\right)$

δ Angulo de fase

M Momento angular ($M = \omega . I$)

Utilizaremos preferentemente unidades expresadas en por uno, con base a valores nominales de la Unidad, con exception de angulos que seran medidos en radianes. La frecuencia sera medida en por uno de la frecuencia nominal del sistema. El simbolo Δ adelante de una variable significa el valor de esta sobre el valor de regimen.

Ecuaciones del movimiento

$I\cdot\alpha = T_{net}$ O sea: $M\cdot\alpha = \omega\cdot T_{net}$

$$P_{net} = T_{net}\cdot\omega = M\cdot\alpha$$

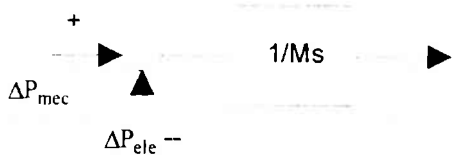
$$\Delta P_{net} = \Delta P_{mec} - \Delta P_{ele} = M\cdot\frac{d}{dt}\Delta\omega$$ [M] = puMW/(pu frec/seg)

Aplicando la transformacion de Laplace a esta ecuacion:

$$\Delta P_{mec}{}^{L} - \Delta P_{elec}{}^{L} = M\cdot s\cdot\Delta\omega^{L}$$

En adelante vamos a no usar el sobrescripto L que indica se trata de una transformada.

Diagrama dinamico de la unidad (Modelo del eje de la Unidad):

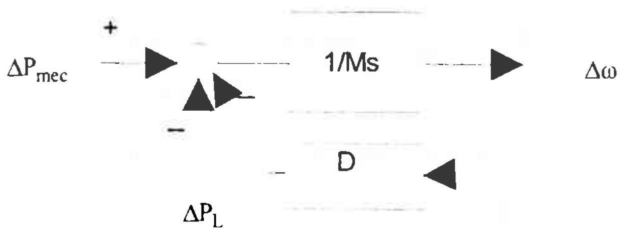


Modelo dinamico de las cargas

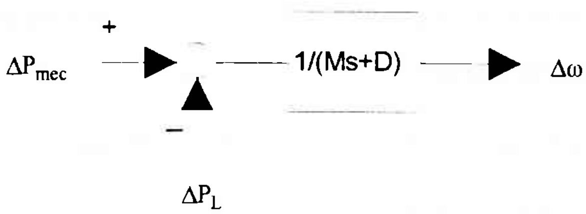
Una gran parte de las cargas corresponde a motores. Esta parte de las cargas es sensitiva a frecuencia. La relacion entre el cambio en carga y el correspondiente cambio en frecuencia es una constante (D), caracteristica de la carga. O sea:

$\Delta P_{fre.sen} = D \cdot \Delta\omega$ La otra parte (carga resistiva) la llamamos ΔP_L

O sea el modelo dinamico de la unidad generadora con las cargas es:



Que puede ser simplificado a:



EJEMPLO (9A)

Unidad Generadora: 600MVA Frecuencia nominal del sistema 50Hz

$M := 7.6$ $M = P/\alpha$ [pu MW / pu Frec/s]

Carga : 400 MVA D = La carga cambia 2% para un cambio de 1% en frecuencia

Cambiemos la base de potencias a 1000 MVA

$$M := 7.6 \cdot \frac{600}{1000} \qquad M = 4.56$$

$$D := \frac{0.02 \cdot \frac{400}{1000}}{0.01} \qquad D = 0.8$$

La ecuacion de bloque escrita en transf de Laplace es:

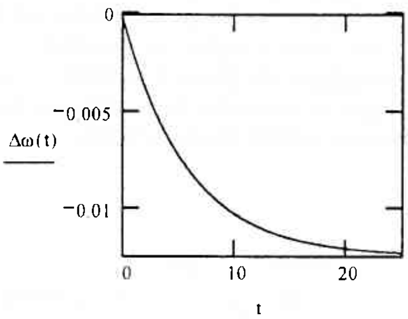
$$\left(\Delta Pmech - \Delta P_L\right) \cdot \frac{1}{Ms + D} = \Delta\omega$$

Si se produce un cambio bruzco de Carga de 10 MVA , o sea $\Delta P=0.01$ pu.
Este escalon de cambio de carga tiene una transf de Laplace de 0.01/s.
La ecuacion anterior se puede escribir:

$$\Delta\omega(s) := \frac{-0.01}{s} \cdot \left(\frac{1}{4.56 \cdot s + 0.8}\right)$$

Cuya transformada inversa es :

$$\Delta\omega(t) := \frac{0.01}{0.8} \cdot \left(e^{\frac{-0.8}{4.56} \cdot t} - 1\right) \qquad \Delta\omega(t) := 0.0125 \cdot \left(e^{-0.175 \cdot t} - 1\right)$$



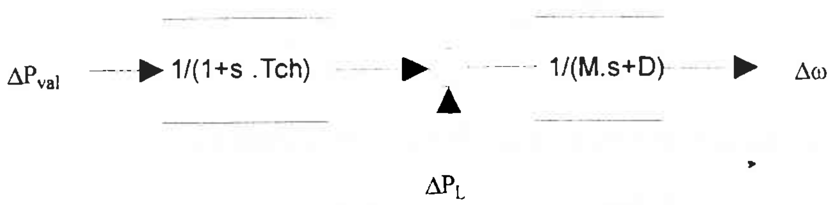
La frecuencia final es: $\lim_{s \to 0} s\left(\frac{-0.01}{s} \cdot \frac{1}{4.56 \cdot s + 0.8}\right) = \frac{-0.01}{0.8} = -0.0125 \qquad \Delta f_F = -0.625\text{Hz}$

Modelo simple de la maquina motriz (de vapor o hidraulica)

Este modelo representa la dinamica entre un cambio en la abertura de la valvula de entrada a la maquina motriz y elcambio en la potencia entregada por la maquina al eje de la unidad
El modelo mas simple consiste en un simple termino con constante de tiempo Tch

ΔP_{val} ▶ 1/(1+s .Tch) ▶ ΔP_{mec}

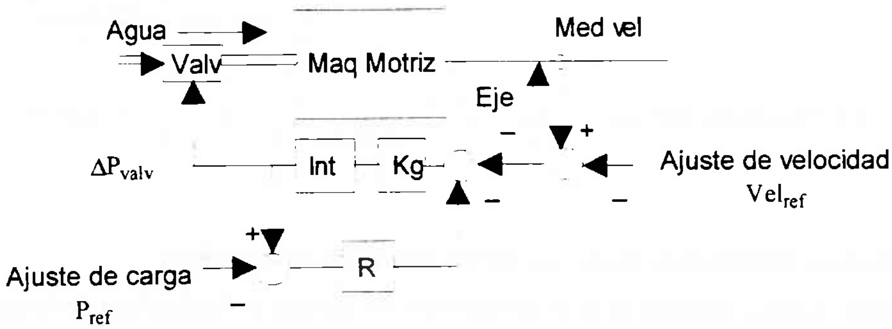
Modelo de la maquina motriz, cargas y eje de unidad



Modelo del Govemador

El governador es el dispositivo de control que regula la velocidad de la maquina.
Es un sistema de control con componente de realimentacion correctiva.

Consiste de un sensor de la velocidad del eje. Un comparador que determina el error de velocidad del eje con respecto a una referencia externamente ajustable.
Un amplificador del error de velocidad. Un integrador (matematico) del error.
La salida de este integrador se usa para determinar la posicion de la valvula de entrada a la maquina motriz. O sea que la integral definida del error de velocidad determina la posicion de la valvula de entrada. Cuando el governador se construye en la manera indicada, es un **governador isocrono**. En efecto si hay error de velocidad, la integral del error incrementara algebraicamente. O sea que si hay error hay correccion. Solo no hay correccion de la valvula de entrada si el error es cero. Es un control isocrono que trata de mantener que la velocidad del eje sea igual a la referencia de velocidad. En un sistema solo puede haber una unidad con control isocrono. Sin embargo, en un sistema interconectado de tamano normal no se necesita que haya ninguna unidad operando con control isocrono. Lo normal es que el **governador** sea del **tipo de realimentacion con caida de velocidad.**



Ahora hay dos referencias de ajuste. La referencia de Velocidad y la de Potencia.
La ganancia constante R de la realimentacion permite que un error (por ejemplo positivo) de velocidad se compense con un error (negativo) de potencia.

$$R = \frac{\Delta\omega}{\Delta P}$$

Cambiemos la base de potencias a 1000 MVA

$$M := 7.6 \cdot \frac{600}{1000} \qquad M = 4.56$$

$$D := \frac{0.02 \cdot \frac{400}{1000}}{0.01} \qquad D = 0.8$$

La ecuacion de bloque escrita en transf de Laplace es:

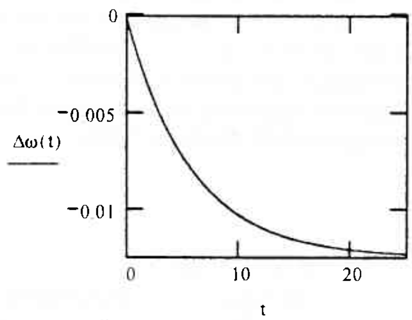
$$(\Delta Pmech - \Delta P_L) \cdot \frac{1}{Ms + D} = \Delta\omega$$

Si se produce un cambio bruzco de Carga de 10 MVA , o sea ΔP=0.01 pu.
Este escalon de cambio de carga tiene una transf de Laplace de 0.01/s.
La ecuacion anterior se puede escribir:

$$\Delta\omega(s) := \frac{-0.01}{s} \cdot \left(\frac{1}{4.56 \cdot s + 0.8}\right)$$

Cuya transformada inversa es :

$$\Delta\omega(t) := \frac{0.01}{0.8} \cdot \left(e^{\frac{-0.8}{4.56} \cdot t} - 1\right) \qquad \Delta\omega(t) := 0.0125 \cdot \left(e^{-0.175 \cdot t} - 1\right)$$



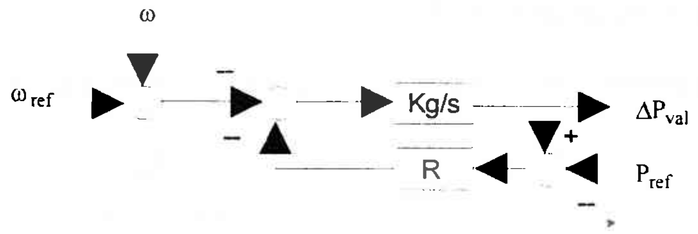
La frecuencia final es: $$\lim_{s \to 0} s\left(\frac{-0.01}{s} \cdot \frac{1}{4.56 \cdot s + 0.8}\right) = \frac{-0.01}{0.8} = -0.0125 \qquad \Delta f_F = -0.625 \text{Hz}$$

Modelo simple de la maquina motriz (de vapor o hidraulica)

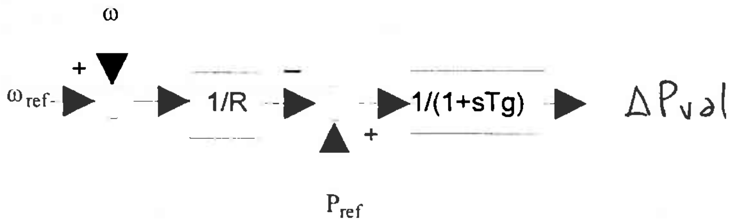
Este modelo representa la dinamica entre un cambio en la abertura de la valvula de entrada a la maquina motriz y elcambio en la potencia entregada por la maquina al eje de la unidad
El modelo mas simple consiste en un simple termino con constante de tiempo Tch

$$\Delta P_{val} \longrightarrow 1/(1+s\ .Tch) \longrightarrow \Delta P_{mec}$$

El diagrama de modelo del governador con caida de velocidad es entonces:



Este esquema es equivalente a:



con: $T_g = \frac{1}{R \cdot K_g}$

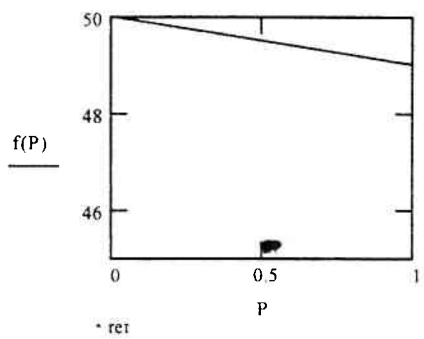
En estado de regimen $R = \frac{\Delta f}{\Delta P}$ Esta es la regulacion de la unidad

La unidad tiene una regulacion de 2% cuando la unidad aumenta su carga en 100% si la frecuencia cae un 2%. En este caso R=0.02 .
La caracteristica de generacion en regimen es:

$$\Delta f(\Delta P) := R \cdot \Delta P$$

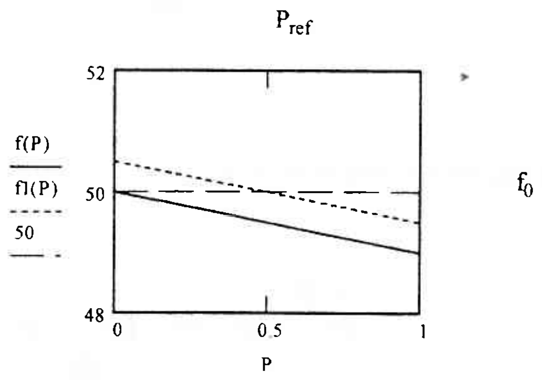
Con P en pu $f_0 := 50$ Hz es $R := 1$ $f(P) := f_0 - R \cdot P$ $P_{ref} = 0$

$f(1) = 49$

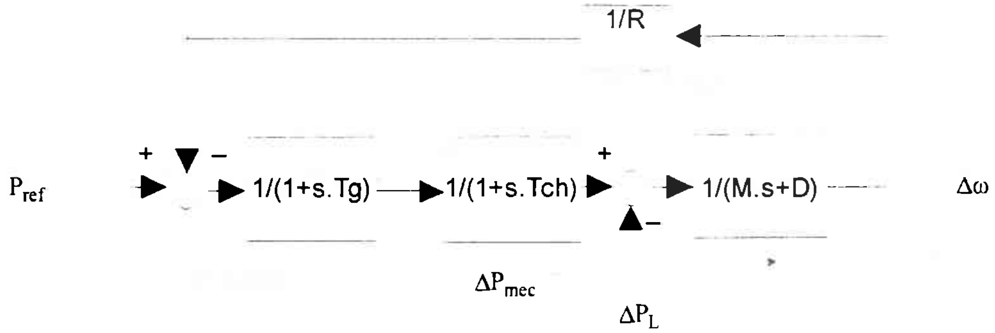


Cuando la Unidad entra en paralelo se ajusta la frecuencia con ω.ref. Una vez en paralelo se ajusta la generacion con Pref. Entonces si el sistema es infinito (no hay cambio de frecuencia) al cargar la unidad por medio del ajuste Pref

Por ejemplo con $P_{ref} := 0.5$ $f_0 := 50$ $f1(P) := f_0 - R \cdot (P - P_{ref})$



Modelo dinamico de Governador, maquina motriz y eje rotante



Cuando ocurre un cambio de carga en escalon, entonces : $\Delta P_L(s) = \dfrac{\Delta MWpu}{s}$

El factor de transferencia entre el cambio de carga electrica
y el cambio de frecuencia se puede deducir del diagrama

$$\Delta\omega(s) = \Delta P_L(s)\cdot\left(\frac{\frac{-1}{Ms+D}}{1+\frac{1}{r}\cdot\frac{1}{1+s\cdot T_g}\cdot\frac{1}{1+s\cdot T_{ch}}\cdot\frac{1}{Ms+D}}\right)$$

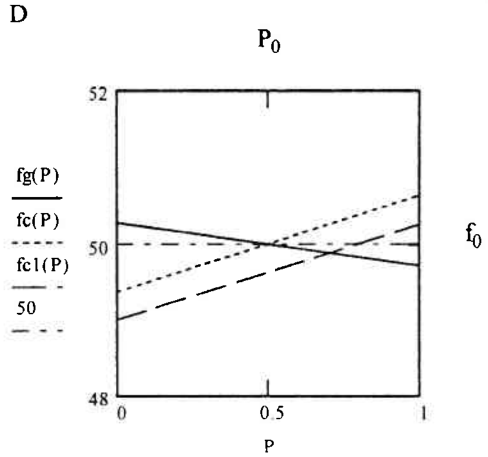
La frecuencia de regimen: $\left(\lim_{t\to\infty}\Delta\omega\right) = \lim_{s\to 0} s\cdot\Delta\omega(s)$

$$\lim_{s\to 0}\Delta\omega(s) = \frac{\Delta MWpu}{1+\frac{1}{R}\cdot\frac{1}{D}}\cdot\left(\frac{-1}{D}\right) = \frac{-\Delta MWpu}{\frac{1}{R}+D}$$

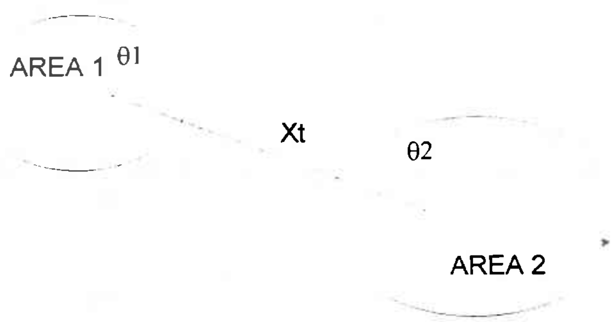
Este resultado podria haber sido obtenido graficamente:

Por ejemplo con $P_{ref} := 0.5$ $P_0 := 0.5$ $f_0 := 50$ $fg(P) := f_0 - R\cdot(P - P_{ref})$ $R := 1$

$D := 0.8$ $fc(P) := f_0 + \dfrac{P - P_0}{D}$ $P1_0 := 0.8$ $fc1(P) := f_0 + \dfrac{P - P1_0}{D}$



Modelo de Interconexion:



Aplicando el flujo de carga de CC a la linea de interconexion entre Areas 1 y 2

$$\Delta P_t = \frac{1}{X_t}\left(\Delta\theta_1 - \Delta\theta_2\right)$$

$$\Delta P_t = \frac{1}{X_t}\cdot\int \left(\Delta\omega_1 - \Delta\omega_2\right) dt$$

Notar que la primer ecuacion es valida para valores en pu para P y X y valores en radianes para θ . En la segunda ecuacion si queremos usar valores en pu para P, X y ω tenemos que
introducir un factor para pasar de ω en pu a valores en radianes/seg. Este factor es:

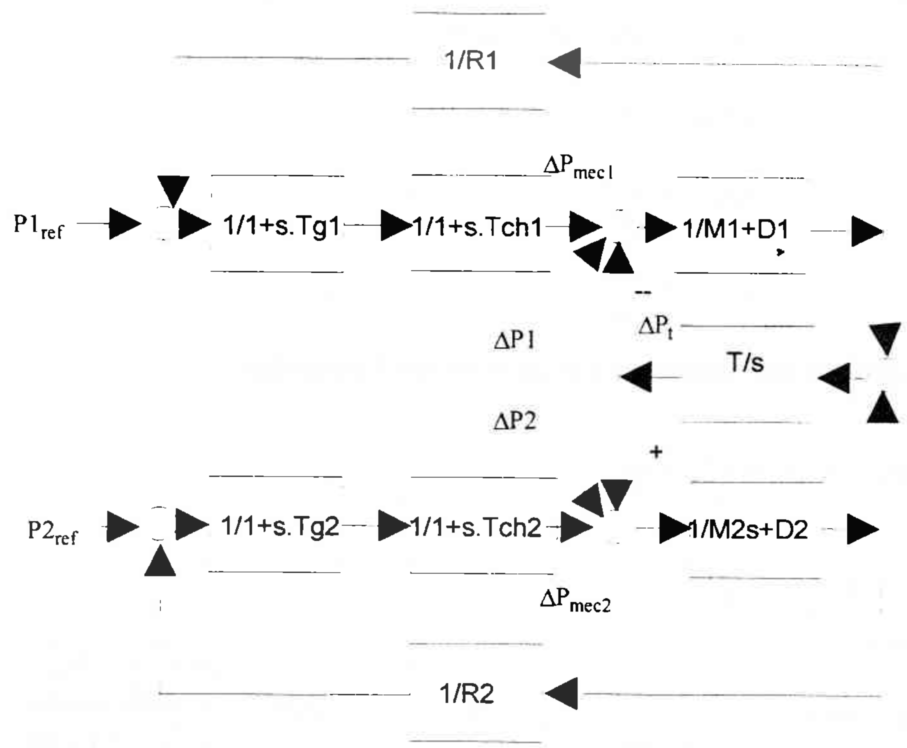
$2\cdot\pi\cdot f_0 = 314.159$ O sea: $\Delta P_t = \frac{314}{X_t}\cdot\int \left(\Delta\omega_1 - \Delta\omega_2\right) dt$

Por transformada de Laplace obtenemos:

$$\Delta P_t = \frac{314}{X_t}\cdot\frac{1}{s}\cdot\left(\Delta\omega_1 - \Delta\omega_2\right)$$

El factor $\frac{314}{X_t} = T$ se llama factor de ~~resistencia~~ rigidez de la interconexion

Para un caso simple el diagrama de bloques que determina el comportamiento dinamico de la interconexioin es:



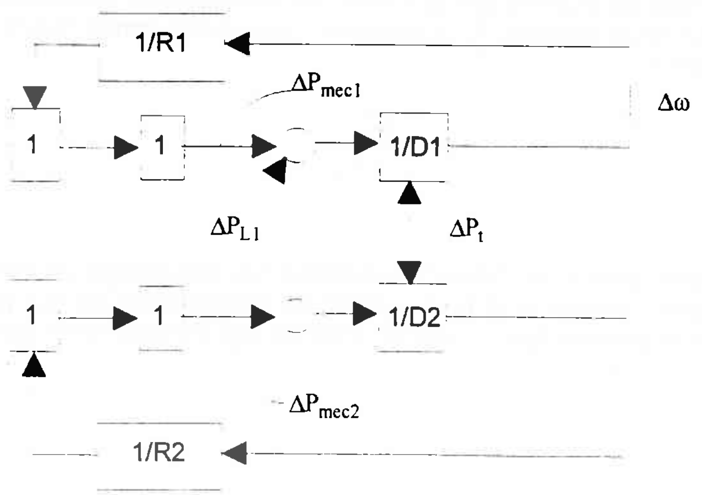
En base a este diagrama se pueden deducir los valores de regimen (t=infinito) de la desviacion (cambio) de frecuencia del sistema y de la desviacion en la potencia de intercambio entre areas

para un escalon en la carga electrica (ΔP1) del area 1. Analizamos como sigue:

1-En estado de regimen la nueva frecuencia del sistema sera igual en ambas areas.

$\Delta\omega 1 = \Delta\omega 2 = \Delta\omega \qquad \frac{d}{dt}\Delta\omega = 0$

2-Las funciones de transferencia en cada bloque se llevan al limite con s=0



O sea:

$$\Delta P_{mec1} - \Delta P_L - \Delta P_t = \Delta\omega \cdot D1$$

$$\Delta P_{mec2} + \Delta P_t = \Delta\omega \cdot D2$$

$$\Delta P_{mec1} = \frac{-\Delta\omega}{R1}$$

$$\Delta P_{mec2} = \frac{-\Delta\omega}{R2}$$

Resolviendo este sistema de 4 ecuaciones con 4 incognitas:

$$-\Delta P_L - \Delta P_t = \Delta\omega \cdot \left(D1 + \frac{1}{R1} \right)$$

$$\Delta P_t = \Delta\omega \cdot \left(D2 + \frac{1}{R2} \right)$$

O sea:

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_L}{\frac{1}{R1} + \frac{1}{R2} + D1 + D2} \qquad \text{y} \qquad \Delta P_t = \frac{-\Delta P_L \cdot \left(\frac{1}{R2} + D2 \right)}{\frac{1}{R1} + \frac{1}{R2} + D1 + D2}$$

Se muestra que el cambio en la potencia de intercambio esta determinada por el cambio en la carga en area 1, las caidas de velocidad de los gobernadores (R1 y R2) y los valores de amortiguacion (D1 y D2) de las cargas . O sea que se podria haber resuelto graficamente como cuando las dos unidades eran de la misma area.

Tambien se muestra que el cambio en frecuencia es disminuido por la existencia de los gobernadores. Si no existieran estos la frecuencia habria caido a un valor de regimen:

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_L}{D1 + D2}$$

En todo caso para obtener isocronismo hay que agregar un integrador (control de restablecimiento) a un nivel superior de control. Estos se incluyen en los sistemas de control conjunto que se aplican a barras que incluyen varios generadores.

OSCILACIONES en linea de Interconexion entre dos AREAS

File : pr9_3.mcd

Base 1000 MVA

$M1 := 3.5$ pu $\qquad M2 := 4.0$ pu

$D1 := 1.0$ pu $\qquad D2 := 0.75$ pu

$T := 377 \cdot 0.02$ pu $\qquad T = 7.54$

Salto 0.2 pu en cargas area 1

$$\Delta P_L := \frac{0.2}{s}$$

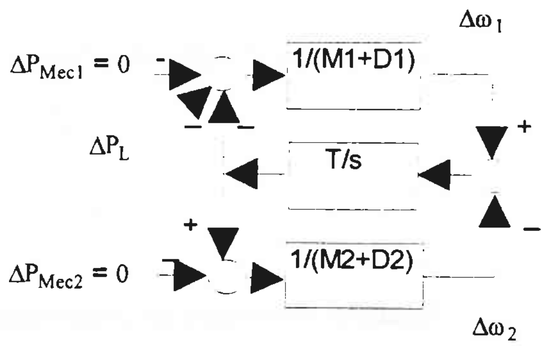
$$A := \frac{1}{M1 \cdot s + D1} \qquad B := \frac{1}{M2 \cdot s + D2} \qquad C := \frac{T}{s} \qquad D := \frac{0.2}{s}$$

Del diagrama de bloques se sacan 3 ecuaciones con 3 incognitas $\Delta\omega 1$, $\Delta\omega 2$, $\Delta Pint$

$$\Delta P_{int} = C \cdot (\Delta\omega_1 - \Delta\omega_2)$$

$$\Delta P_{int} \cdot B = \Delta\omega_2$$

$$(\Delta P_{int} + \Delta P_L) \cdot A = -\Delta\omega_1$$



$$\Delta P_{int} = -C\left[(\Delta P_{int} + \Delta P_L) \cdot A + \Delta P_{int} \cdot B\right]$$

$$\Delta P_{int}(1 + A \cdot C + B \cdot C) = -(\Delta P_L \cdot A \cdot C)$$

$$\Delta P_{int} := \frac{-(\Delta P_L \cdot A \cdot C)}{1 + AC + BC}$$

$$\Delta\omega_2 := \frac{-(\Delta P_L \cdot A \cdot B \cdot C)}{1 + AC + BC} \qquad A := \frac{1}{M1 \cdot s + D1} \qquad B := \frac{1}{M2 \cdot s + D2}$$

$$\Delta\omega_2 = \frac{-\Delta P_L}{\frac{1}{A \cdot B \cdot C} + \frac{1}{B} + \frac{1}{A}} \qquad C := \frac{T}{s} \qquad D := \frac{0.2}{s}$$

$$\Delta\omega_2 = \frac{-\Delta P_L \cdot T}{s \cdot (M1 \cdot s + D1) \cdot (M2 \cdot s + D2) + T \cdot (M2 \cdot s + D2) + T \cdot (M1 \cdot s + D1)}$$

$$\Delta\omega_2 = \frac{-\Delta P_L \cdot T}{M1 \cdot M2 \cdot s^3 + (D1 \cdot M2 + D2 \cdot M1) \cdot s^2 + [\, D1 \cdot D2 + T \cdot (M1 + M2)\,] \cdot s + T \cdot (D1 + D2)}$$

$D_1 = D_2 = 0 \qquad \Delta\omega_2 = \dfrac{-\Delta P_L T}{s\left(M_1 M_2 s^2 + (M_1 + M_2)T\right)}$

$f_{osc.} = \dfrac{1}{2\pi}\sqrt{\dfrac{(M_1+M_2)T}{M_1 M_2}} \qquad T = \dfrac{314}{X_T}$

$$\Delta\omega_2 := \frac{-\Delta P_L \cdot T}{M1 \cdot M2 \cdot s^3 + (D1 \cdot M2 + D2 \cdot M1) \cdot s^2 + [\,D1 \cdot D2 + T \cdot (M1 + M2)\,] \cdot s + T \cdot (D1 + D2)}$$

Valor Final Frecuencia:

$$VF\_\Delta\omega_2 = \lim_{s \to 0} s \cdot (\Delta\omega_2(s)) \qquad VF\_\Delta\omega_2 = \frac{-\Delta P_L}{D1 + D2}$$

$$VF\_\Delta\omega_2 := \frac{-0.2}{1 + 0.75} \qquad VF\_\Delta\omega_2 = -0.114 \qquad VF\_Fr := 60 - 0.114 \cdot 60 \qquad VF\_Fr = 53.16$$

NOTA: $\Delta\omega$ es el cambio de velocidad expresado en base a la velocidad de rating.
La base de velocidad en radianes es $2\pi 60$.
La base de velocidad en Hz (ciclos por seg) es 60.

$$M1 \cdot M2 \cdot s^3 + (D1 \cdot M2 + D2 \cdot M1) \cdot s^2 + [\,D1 \cdot D2 + T \cdot (M1 + M2)\,] \cdot s + T \cdot (D1 + D2) \rightarrow$$

$$14.0 \cdot s^3 + 6.625 \cdot s^2 + 57.3 \cdot s + 13.195$$

$$\Delta\omega_2 := \frac{-\Delta P_L \cdot T}{14.0 \cdot s^3 + 6.625 \cdot s^2 + 57.3 \cdot s + 13.195}$$

Busquemos las raices del denominador

$$\frac{-0.2 \cdot 7.54}{14} = -0.108 \qquad v := \begin{pmatrix} 13.195 \\ 57.3 \\ 6.625 \\ 14 \end{pmatrix} \qquad \text{polyroots}(v) = \begin{pmatrix} -0.233 \\ -0.12 - 2.006i \\ -0.12 + 2.006i \end{pmatrix}$$

$$\Delta\omega_2(s) := \frac{(-0.2) \cdot T}{14} \cdot \left[\frac{1}{s \cdot (s + 0.233) \cdot [s + (0.12 + 2.006i)] \cdot [s + (0.12 - 2.006i)]} \right]$$

$$[s + (0.12 + 2.006i)] \cdot [s + (0.12 - 2.006i)] = (s + 0.12)^2 + 2.006^2$$

$$\Delta\omega_2(s) = -0.108 \cdot \left[\frac{1}{s \cdot (s + 0.233) \cdot \left[(s + 0.12)^2 + 2.006^2\right]} \right] \qquad 0.12^2 + 2.006^2 = 4.038$$

7-8

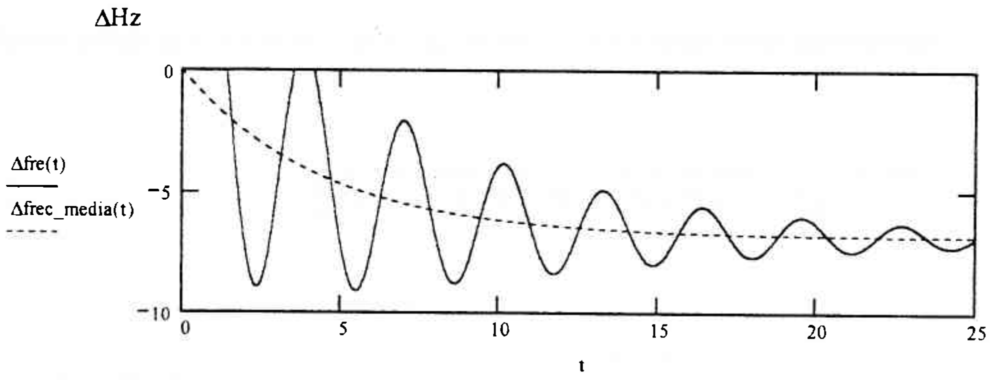
$$-0.108\cdot\left[\frac{1}{s\cdot(s+0.233)\cdot\left[(s+0.12)^2+2.006^2\right]}\right] \text{ invlaplace}, s \rightarrow$$

$$-.1148 + .1148\cdot\exp(-.233\cdot t) + 0.01333\cdot\exp(-0.12\cdot t)\cdot\sin(2.006\cdot t) - 4.64\cdot 10^{-5}\cdot\exp(-0.12\cdot t)\cdot\cos(2.006\cdot t)$$

$$\Delta\omega_2(t) := -0.1148 + 0.1148\cdot\exp(-0.233\cdot t) + 0.1333\cdot\exp(-0.12\cdot t)\cdot\sin(2.006\cdot t) - 4.64\cdot 10^{-5}\cdot\exp(-.12\cdot t)\cdot\cos$$

La frecuencia de la oscilacion es: $f\_osc := \frac{2.006}{2\pi}$ Hz $\qquad f\_osc = 0.319$ Hz

$\Delta fre(t) := 60\cdot\Delta\omega_2(t) \qquad \Delta frec\_media(t) := 60\cdot(-0.1145 + 0.11452\cdot\exp(-0.233\cdot t))$



/alor
·inal
·.16Hz

$\Delta P_{int}(s) = \Delta\omega_2(s)\cdot(M2\cdot s + D2) \qquad M2\cdot s + D2 = 4\cdot s + 0.75$

$$\Delta P_{int}(s) = -0.108\cdot\left[\frac{4\cdot s+0.75}{s\cdot(s+0.233)\cdot\left[(s+0.12)^2+2.006^2\right]}\right]$$

El valor final es $\quad VF\Delta P_{int} = \lim_{s\rightarrow 0} s\cdot\Delta P_{int}(s) \qquad VF\Delta P_{int} = \frac{-0.75\cdot 0.108}{0.233\cdot\left(0.12^2+2.006^2\right)}$

$VF\Delta P_{int} := -0.086$

$$\frac{-0.75\cdot 0.108}{0.233\cdot\left(0.12^2+2.006^2\right)} = -0.08$$

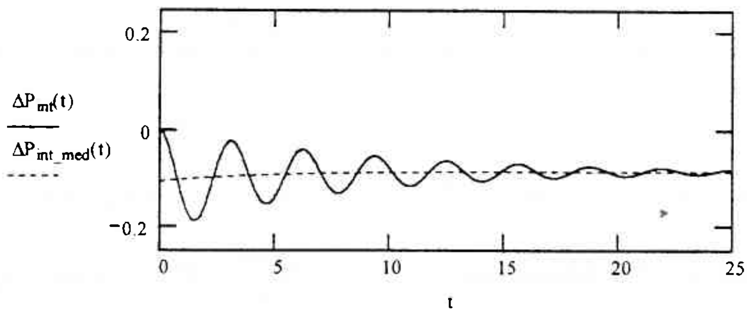
$$-0.108\cdot\left[\frac{4\cdot s+0.75}{s\cdot(s+0.233)\cdot\left[(s+0.12)^2+2.006^2\right]}\right] \text{ invlaplace}, s \rightarrow$$

$$PP(t) := -0.086 - 0.0209\cdot\exp(-0.233\cdot t) + 0.004\cdot\exp(-0.12\cdot t)\cdot\sin(2.006\cdot t) + 0.107\cdot\exp(-0.12\cdot t)\cdot\cos(2.006\cdot$$

$\Delta P_{int}(t) := PP(t) \qquad \Delta P_{int\_med}(t) := -0.086 - 0.0209\cdot\exp(-0.233\cdot t)$

7-9

pu



$'F\Delta P_{int} = -0.086$
pu

Seg

Verifiquemos como varia la frecuencia de oscilacion con el valor de rigidez en la interconexion

$$\Delta\omega_2 = \frac{0.2\cdot T}{s\left[14\cdot s^3 + 6.625\cdot s^2 + (0.75 + T\cdot 7.5)\cdot s + T\cdot 1.75\right]}$$

$$v(T) := \begin{pmatrix} T\cdot 1.75 \\ 0.75 + T\cdot 7.5 \\ 6.625 \\ 14 \end{pmatrix} \qquad \text{polyroots}(v(10)) = \begin{pmatrix} -0.233 \\ -0.12 - 2.311i \\ -0.12 + 2.311i \end{pmatrix}$$

O sea: $\frac{2.31}{2\cdot\pi} = 0.368$ $\quad$ $f\_osc(10) = 0.37$

$$\text{polyroots}(v(1000)) = \begin{pmatrix} -0.233 \\ -0.12 - 23.145i \\ -0.12 + 23.145i \end{pmatrix} \qquad \text{polyroots}(v(100000)) = \begin{pmatrix} -0.233 \\ -0.12 + 231.455i \\ -0.12 - 231.455i \end{pmatrix}$$

$\frac{23.15}{2\cdot\pi} = 3.684$ $\quad$ $f\_osc(1000) = 3.684$ $\qquad$ $\frac{231.5}{2\cdot\pi} = 36.844$ $\quad$ $f\_osc(100000) = 36.84$

7.

O sea se puede approximar la funcion de la frecuencia de oscilacion dependiendo de T :

$$\frac{0.37}{10^{0.5}} = 0.117 \qquad \text{f\_osc}(T) := 0.117 \cdot \sqrt{T}$$

La frecuencia de oscilacion aumenta con la rigidez de la interconexion

Ejemplo de Regulacion entre dos areas. (9B)

AREA 1

R1=0.01 pu
D1=0.8 pu
Base - 500 MVA

$\mathbf{R1} := 0.01$
$\mathbf{D1} := 0.8$

AREA 2

R2=0.02 pu
D2=1 pu
Base - 500 MVA

$\mathbf{R2} := 0.02$
$\mathbf{D2} := 1$

En Area 1 ocurre un aumento de carga de 100 MW.
Calcular el cambio en la frecuencia y en la potencia de intercambio.

$\Delta \mathbf{P_{L1}} := 0.2$ pu

$$\Delta\omega := \frac{-\Delta \mathbf{P_{L1}}}{\frac{1}{\mathbf{R1}} + \frac{1}{\mathbf{R2}} + \mathbf{D1} + \mathbf{D2}} \qquad \Delta\omega = -1.318 \times 10^{-3} \qquad \mathbf{f} := 50\cdot(1 + \Delta\omega)$$

$$\mathbf{f} = 49.934$$

$$\Delta \mathbf{P_{Int}} := \Delta\omega \cdot \left(\frac{1}{\mathbf{R2}} + \mathbf{D2}\right) \qquad \Delta \mathbf{P_{Int}} = -0.067 \quad \mathbf{pu} \qquad -(500\cdot 0.067) = -33.5$$

$$\Delta \mathbf{P_{mec1}} := \frac{-\Delta\omega}{\mathbf{R1}} \qquad \Delta \mathbf{P_{mec1}} = 0.132 \quad \mathbf{pu} \qquad 0.132\cdot 500 = 66 \quad \mathbf{MW}$$

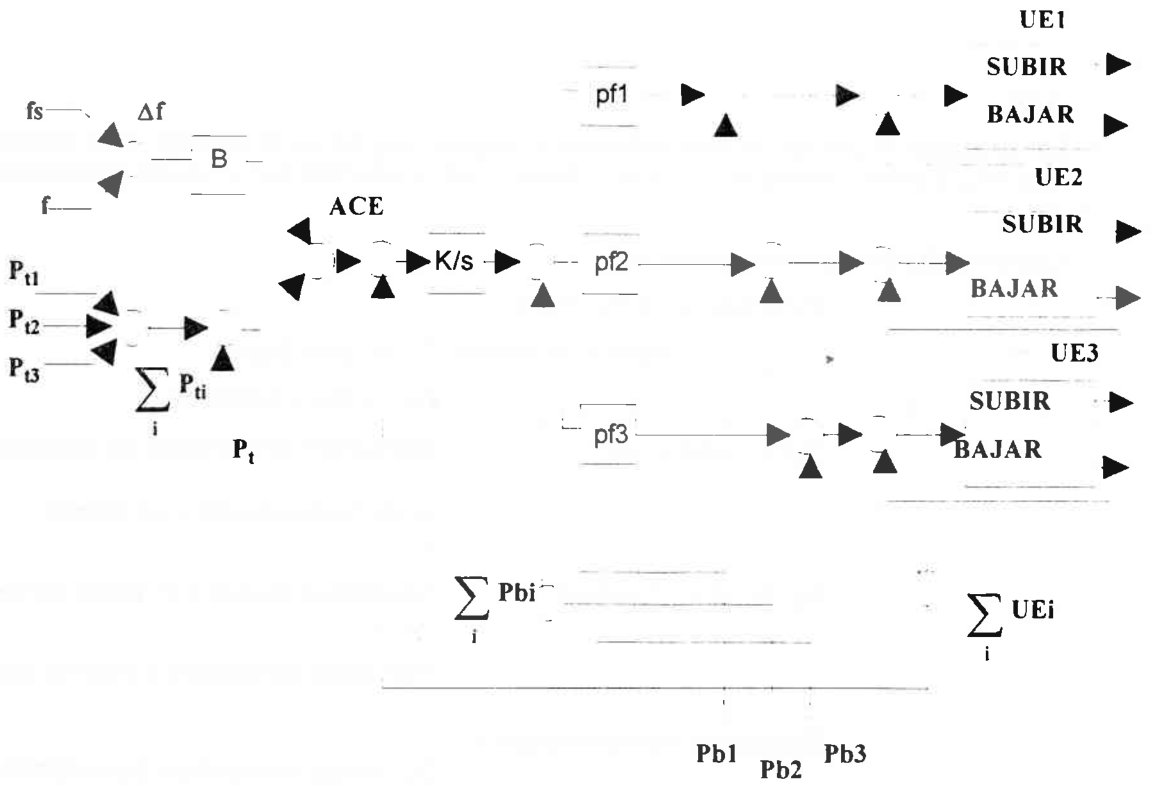
$$\Delta \mathbf{P_{mec2}} := \frac{-\Delta\omega}{\mathbf{R2}} \qquad \Delta \mathbf{P_{mec2}} = 0.066 \quad \mathbf{pu} \qquad 0.066\cdot 500 = 33 \quad \mathbf{MW}$$

$$\Delta \mathbf{P_{L1}} := \mathbf{D1}\cdot\Delta\omega \qquad \Delta \mathbf{P_{L1}} = -1.054 \times 10^{-3} \quad -0.001054\cdot 500 = -0.527$$

$$\Delta \mathbf{P_{L2}} := \mathbf{D2}\cdot\Delta\omega \qquad \Delta \mathbf{P_{L2}} = -1.318 \times 10^{-3} \qquad -0.001318\cdot 500 = -0.659$$

O sea da un balance:

	AREA 1	AREA 2
$\Delta \mathbf{P_L}$	$100 - 0.527 = 99.473$	-0.659
$\Delta \mathbf{P_{Int}}$	-33.5	**33.5**
$\Delta \mathbf{P_{Gen}}$	66	33


UE1
SUBIR
BAJAR
pf1
fs
Δf
B
f
UE2
SUBIR
ACE
K/s
pf2
BAJAR
P_{t1}
P_{t2}
P_{t3}
$\sum_i P_{ti}$
P_t
UE3
SUBIR
pf3
BAJAR
$\sum_i$ Pbi
$\sum_i$ UEi
Pb1
Pb2
Pb3

AGC

Las unidades en servicio seran clasificadas en regulantes y en carga de base. Esta distincion sera hecha por el sistema en forma automatica. Pero el operario podra requeir cambios en listas.

Las entradas para este programa son:

Del Despacho Economico:

Para cada unidad: Potencia de Base
Factor de participacion

Del programa diario	Intercambio en las lineas de interconexion
	Unidades regulantes y en servicio
Del SCADA y Estimador	Potencia de Unidad y en lineas de interconexion
	Frecuencia dle sistema y error de tiempo
Sistema de hombre-maquina	Comandos del operador para cambios en la lista de unidades regulantes, minimos y maximos

Las salidas son Al SCADA controles de subir y bajar de cada unidad en servicio.
condiciones de alarma:

Unidad sin seguir la potencia requerida

Todos estos intercambios de informacion deben ser efectuados a traves de la data de base

La funcion del AGC debe incluir rampas para toda transicion de operacion. Estas rampas tendran en cuenta la velocidad de respuesta de la unidad.

La funcion incluira las siguientes funciones adicionales:

Asistencia de emergencia	Si el ACE es grande, la distribucion economica quedara demorada para que mas unidades participenm en la regulacion.
Correccion Adaptiva del ACE	Filtraje del ACE para eliminar senales RANDOM
Falla de telemedida	Procesamiento de estas fallas. Deteccion y acciones correctivas

PARTE 7

OPERACION INTERCONECTADA

PARTE 8 - OPERACION INTERCONECTADA

1 - Interconexion de Redes Electricas.

La electricidad usada para iluminacion y motorizacion comenzo a fines del siglo 19. Luego, al comienzo del siglo 20 se establecieron los sistemas de corriente alterna como mas adecuados a redes de distribucion mas extendidos y a transmision lejana.

Por el momento no se ha podido desarrollar el almacenamiento de energia electrica. Debida a ello, la generacion debe balancear momento a momento las cargas y las perdidas en la red de transmision. Este hecho determino que desde las primeras decadas del siglo 20 se interconectaran los sistemas vecinos para economizar en la implementacion y operacion de los servicios electricos. Estas economias se basan principalmente en:

1 – **Economia de escala** Una planta generadora de mayor capacidad es mas eficiente que varias plantas generadoras de capacidad menor .

2 – **Economia de desplazamiento de picos de carga,** conexion entre zonas en distinta longitud geografica o de zonas industriales y residenciales.

3 – **Mayor seguridad de servicio**. Los sistemas vecinos pueden asistirse mutuamente en soportar los cambios de generacion resultantes en casos de emergencia por fallas en componentes del sistema

4 – **Asignar unidades a las necesidades de regulacion. de la red** mas de acuerdo a las caracteristicas existentes de las mismas. Unidades regulantes tienen que poder efectuar cambios rapidos de generacion y poder operar a regimen variable.

Las interconexiones de redes son generalmente realizadas por medio de lineas de interconexion de Corriente Alterna. Si las redes a ser interconectadas son de la misma frecuencia, entonces la distancia y la potencia a ser transmitida asi como las constantes de inercia de los sistemas a ser interconectados determinan las caracteristicas de impedancia y voltaje a ser usado para la interconexion.

Cuando la interconexion se realiza entre redes operando a distinta frecuencia (por ejemplo 50Hz y 60Hz) entonces la interconexion debe efectuarse por un acoplamiento en Corriente Continua. Si bien esto complica el equipamiento de la interconexion, la operacion permite mantener una mejor independencia dinamica entre los sistemas interconectados. En efecto, en este caso se puede controlar la potencia de intercambio independientemente de las oscilaciones de frecuencia en las redes acopladas.
O sea que tambien en ciertos casos de interconexion entre sistemas de igual frecuencia nominal, puede ser justificado un acoplamiento en Corriente Continua.

La interconexiones de redes fueron desarrolladas sea entre redes pertenecientes a una misma empresa o entre redes operadas por distintas empresas. La diferencia reside solamente en la cuestion de distribuir las economias realizadas por la interconexion dentro de una empresa o entre las empresas participantes. Es de esperar que en el ultimo caso, las economias a ser realizadas, son mas precisamente evaluadas puesto que son dos las partes interesadas en su determinacion.

Como resultado de la interconexion, es necesario que el control de operacion de las areas interconectadas sea efectuado en forma coordinada. Esta coordinacion se realiza sea consolidando los centros de control existentes antes de la interconexion o incluyendo un sistema de intercambio de informacion entre los mismos.

Bienes de Intercambio.

El intercambio entre distintas empresas se establece por Contratos que estipulan los bienes a ser intercambiados durante un periodo de operacion establecido. Estos bienes pueden incluir alguno o todos los bienes enumerados a continuacion:

- **Energia (GWh) intercambiada** en distintos intervalos de un periodo determinado. Sea tipificados en horas de valle o de pico o dias de semana, feriados. o fines de semana. Tambien puede ser energia garantida u opcional con un limite de tolerancia.

- **Capacidad Regulante (MW)** de frecuencia para cada hora de operacion en el dia.

- **Capacidad Regulante (MW/min)** cercano al gradiente en los picos de las cargas normales o tambien en caso de emergencia por caida de unidades o lineas.

- **Capacidad (MW) de soporte** en caso de emergencia. Esta puede ser garantida o limitada de acuerdo a reglas fijas preestablecidas.

- **Intercambios de energia reactiva** o mantenimiento de voltajes de barras en los puntos de interconexion o tambien mantenimiento de estabilidad dinamica en el sistema

- **Capacidad de generacion (MW),** pronta para arranque rapido para asistencia de emergencia

- **Energia (MWh) garantida** para soportar periodos con aportes de aguas por debajo de una prevision establecida.

- **Energia (Mwh) opcional de intercambio** al momento para realizar beneficios de costos de produccion

Los contratos son bilaterales y permiten a cada empresa soportar mas economicamente los requerimientos de los servicios a su cargo . Por tanto son muy particulares a cada caso.

Estructuras Comerciales

Originalmente las Empresas suministradoras de Energia Electrica en el mundo, eran empresas que operaban bajo la forma de monopolios regulados por el gobierno o eran empresas gubernamentales.
Las Empresas Electricas podian cubrir todos los segmentos de los servicios electricos, como ser Generacion, Transmision o Distribucion (Organizacion Vertical) o estar cada una dedicadas solo a alguna de los segmentos del suministro electrico (Organizacion Horizontal).
Pero consistentemente no eran operadas en base a competencia libre como otras areas de suministros de servicios. Las Empresas que no eran gubernamentales usufructuaban de un monopolio garantido por el gobierno pero eran controladas por organismos tecnicos del gobierno en lo referente a la calidad del Servicio y las tarifas eran fijadas por los gobiernos.

Hace unos 15 anos, las Empresas de Energia Electrica comenzaron a transformarse paso a paso en estructuras comerciales mas competitivas y menos reguladas. Asi tambien, en los casos de Empresas Electricas gubernamentales estas tienden a ser vendidas a empresas privadas.
Esta tendencia mundial se denomina Desregulacion o Privatizacion. Estas denominaciones no deben ser interpretadas literalmente, sino que en cada caso se debe definir su alcance en forma detallada.
La idea basica es la que el consumidor pueda tener mas de una alternativa para adquirir los servicios. Que el consumidor pueda elegir el suplidor en base a calidad y precio. Que los precios no sean fijados por los organismos de regulacion del gobierno sino que sean resultado de la libertad de competencia.

Se prefiere aqui, usar la palabra Desregulacion para designar esta tendencia. Sin embargo el significado real es el de un cambio en el alcance de la regulacion. No es posible pensar que se pase a un sistema sin Regulacion de organismos designados por el gobierno. La Regulacion cambia de ser la fijadora de tarifas y supervisora de la calidad de operacion, a una Regulacion que verifique la existencia de la libre competencia, la eficiencia economica y la calidad del servicio.

Esta fuera de nuestro alcance, discutir las razones que causaron estos cambio. Sin embargo nos interesa en cambio evaluar los efectos que estos cambios producen en la operacion de las Servicios Electricos.

Estudiando los cambios producidos mundialmente se nota que la rapidez de conversion es muy diversa. Algunos paises estan mas adelantados que otros en lo referente al grado de Desregulacion obtenido.
En todo caso, ha habido un gran esfuerzo por parte de las empresas existentes, los organismos reguladores del gobierno y por parte de Grupos de Ingenieros interesados, en obtener el resultado deseado.

O sea que la evaluacion de estos cambios muestran que la trayectoria elegida es en todo caso cautelosa aunque lenta. Las ventajas que se desean obtener son grandes, pero las dificultades son aun mas grandes. En todo caso se ha optado con buen criterio, por ir paso a paso. Se debe notar que el sistema economico tiene tambien un tiempo de respuesta que no puede ser reducido. Las fuerzas del mercado toman tiempo para desarrollarse y establecerse.

Los pasos adoptados generalmente en el proceso de desregulacion consisten en:

1o - Vender las Plantas de Generacion a Empresas Privadas. Asi mismo permitir a Empresas privadas la construccion de nuevas Plantas de Generacion de acuerdo a un programa de desarrollo independientemente establecido. O sea, crear lo que se designa como empresas **Productoras Independiendes de Generacion**.

Se trata de separar este segmento de los Servicios Electricos. En el caso que la Generacion es atendida por una misma empresa que cubre otros segmentos del servicio electrico, por lo menos la parte de generacion debe ser administrada separadamente.

Por un periodo inicial las Empresas Privadas disponen de contratos de suministro con los consumidores a precios fijados antes del contrato. Inicialmente la capacidades incluidas en el contrato son del orden de la capacidad de la planta. Sin embargo hay una parte de la capacidad de la planta que es dejada para negociaciones directas de la Empresa Privada con consumidores locales o lejanos. Esa parte va creciendo con el tiempo. La velocidad de esta transicion depende del desarrollo de la Desregulacion en otros segmentos del servicio.

2o – Los segmentos de **Transmision**, y **Distribucion** son mantenidos como Monopolios naturales. Sin embargo, **deben permitir el acceso no discriminado** a transportes de energia requeridos por transacciones entre otras empresas de Generacion y los consumidores, permitiendo asi la libre competencia.

3o – Desarrollar un **Centro Independiente de Control** para el control y planeamiento de los Servicios Electricos. La responsibilidades de este Centro son criticas para garantizar el funcionamiento eficiente y seguro del sistema electrico. Estas responsibilidades pueden ser descriptas como sigue:

Aceptacion o Requerimiento mandatorio de parametros y configurraciones operacionales para obtener una operacion, economica y segura momento a momento.

Autorizacion de propuestas de transacciones de Energia entre Generadores Independientes y Consumidores. Estas propuestas seran analizadas por el Centro Independiente con distintos programas a largo y corto plazos de tiempo. Se autorizan transacciones inmediatas, transacciones para dias, semanas, meses siguientes y transacciones anuales.

El Centro tambien se responsibiliza por el **Planeamiento y el Desarrollo de Infraestructura** para los Servicios Electricos del pais para el futuro inmediato.

Por encima de estos pasos a ser seguidos en el proceso de Desregulacion, se ha de visualizar y determinar en detalle el mecanismo Regulador Gubernamental para orquestar el Sistema Electrico de forma de obtener eficiencia en diseño (minimizar redundancia) y operacion (minimizar costos de operacion) , mantener una seguridad aceptable con costos justificados y de proveer a los consumidores un mercado competitivo, con alternativas de suministro a su opcion.

En general se entiende que el Organismo Regulador sea gubernamental, aunque su constitucion puede incluir representantes de Consumidores o Empresarios activos.

Tambien se debe notar que pueden haber factores que determinen que alguna de las empresas constituyentes de los servicion electricos Desregulados sean empresas gubernamentales. Estos factores pueden existir cuando existen razones mas politicas que economicas para la existencia de la empresa y ya sea que las exigencias de capital de desarrollo sean grandes o no encuentren justificacion financiera en el campo privado.

Costos compartidos

Se comprende que los segmentos de Transmision y Distribucion incluiran costos en cada transaccion entre Generadores y Consumidores. O sea que cada transaccion debe compartir costos con otras transacciones que ocurren simultaneamente. Este es un problema que requiere una simplificacion en su planteamiento. En el presente, se determinan los costos de Transmision y Distribucion usando formulas comerciales de facil determinacion y prediccion. Por ejemplo una Empresa de Generacion negocia un Contrato de Acceso a la Transmision para alcanzar cierta barra de carga en la red por un cierto periodo de tiempo. El Centro de Control acepta o autoriza esos Contratos estableciendo un precio proporcional a las capacidad instalada y luego de verificar que exista un acceso indiscriminado hacia otras Empresas de Generacion activas.

Se entiende que estas transacciones son inicialmente aprobadas para cumplir con la demanda. Eventualmente son corregidas en el momento actual de operacion. Las cargas monetarias son computadas de acuerdo a las transacciones actualmente realizadas.

Cuanto mas mecanicos y automaticos sean las formulas y mecanismos de determinacion de costos compartidos es mas clara la transaccion. El Centro de Control es responsable de la administracion de las transacciones a corto y a largo plazo para garantizar una operacion confiable y de la disponibilidad del servicio. El Organismo Regulador es responsable de que existan alternativas de suministro a cada consumidor de modo que los precios sean justificados por competencia libre.

Nuevos requerimientos de los Centros de Control

Los Centros de Control dentro de los Sistemas Electricos Desregulados no difieren fundamentalmente de los Centros de Control para Redes Electricas establecidos anteriormente a la Desregulacion. La informacion en tiempo real de las Plantas y Redes de Transmision y de Distribucion debe ser disponibles en el Centro como anteriormente. Las funciones a tiempo real son las mismas. Sin embargo hay que incluir ademas las siguientes funciones fuera de linea:

- Administracion del Acceso a Transmision

- Analisis de Costos compartidos por cada transferencia realizada

- Manejo de Costos de Penalizaciones por falla en cumplimientos del servicio prefijado en Generacion, Transmision y Distribucion

- Mantenimiento de reportes de servicio. (Data historica)

- Acceso de informacion del Centro desde Generadores, Transmisiones , Distribuciones, grandes consumidores y el Organismo Regulador

- Planes de desarrollo e implementacion de infraestructura

El escenario descripto anteriormente no ha sido implementado completamente en ningun pais del mundo. En todos los casos se prefirio ir implementando la Desregulacion en forma lenta para tener tiempo en ir desarrollando la nueva estructura .

Hay muchos ejemplos de creacion de Generacion Independiente. Sin embargo todavia no se incluye toda la Generacion existente. En general la generacion hidraulica importante queda administrada como anteriomente.Los Generadores que han pasado a ser manejados por empresas independientes todavia estan trabajando bajo contratos a precios fijos con poca componente de capacidad negociable.

Hay muy pocos casos de suministro competitivo a los consumidores. Solo los grandes consumidores tienen la posibilidad de negociar suministros con varios suplidores de energia electrica. Sin embargo esta situacion no debe generar critica puesto que por el momento no se ha causado falta de disponibilidad o disminucion de seguridad de servicio.

Lectura recomendada: 1999 IEEE PES Winter Meeting – Competitive Generation Agreements in Latin American Systems with significant Hydro Generation.

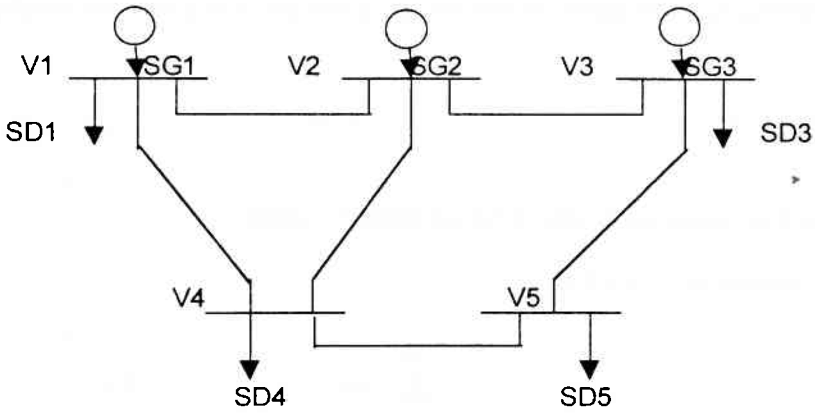
RDM – Septiembre 1999

PARTE 8

REPASO DEL
CALCULO DE FLUJOS DE POTENCIA

ECUACIONES DETERMINANTES DEL FLUJO DE CARGAS

Para visualizar, nos referimos a una red de 4 barras (Un caso real puede incluir p.e.5000)



Las relaciones entre corrientes de injeccion y admitancias se escriben:
(Las variables son vectores de componentes complejas)

Vector de Corrien. Inyect. en barras $(I) := \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \end{pmatrix}$

Vector de Voltajes de Barras $(V) := \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \end{pmatrix}$

Por ejemplo para la barra 3 la corriente de injeccion puede calcularse por:

$$I_3 = -Y_{23} \cdot V_2 + (Y_{23} + Y_{33} + Y_{35}) \cdot V_3 - Y_{35} \cdot V_5$$

Para cada linea usamos el diagrama π equivalente. Por ejemplo para la linea i-k

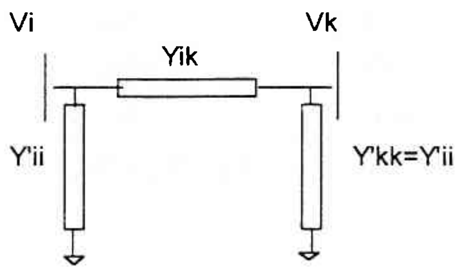


Diagrama equivalente
Linea de trransmision
entre barra i y barra k

Sea $\quad y_{ii}$ Suma de admitancias a tierra de todas las lineas incidentes a barra i

y_{ik} El valor negativo de la admitancia serie de la linea entre barras i y k

Entonces la corriente injectada en barra i puede ser calculada por la ecuacion de variables complejas:

$$I_i = \sum_{k=1}^{n} y_{ik} \cdot V_k \qquad i := 1 .. n$$

Se puede escribir una ecuacion cada una de las n barras por barra

Escribiendo las mismas en forma vectorial:

$$(I) = Y_{bus} \cdot (V) \qquad \text{con} \qquad Y_{bus} = \begin{pmatrix} \sum_{k=1}^{n} y_{1k} & -y_{12} & .. & -y_{1n} \\ -y_{12} & \sum_{k=1}^{n} y_{2k} & .. & -y_{2n} \\ ... & ... & .. & ... \\ -y_{n1} & -yn2 & .. & \sum_{k=1}^{n} y_{nk} \end{pmatrix}$$

Para el caso de seis barras mostrado anteriormente estas ecuaciones son:

$$(I) = Y_{bus} \cdot (V) \qquad \text{con} \qquad Y_{bus} =$$

$$\begin{pmatrix} Y_{11} + Y_{12} + Y_{14} & -Y_{12} & 0 & -Y_{14} & 0 \\ -Y_{12} & Y_{22} + Y_{12} + Y_{24} + Y_{23} & -Y_{23} & -Y_{24} & 0 \\ 0 & -Y_{23} & Y_{33} + Y_{23} + Y_{35} & 0 & -Y_{35} \\ -Y_{14} & -Y_{24} & 0 & Y_{44} + Y_{14} + Y_{24} + Y_{45} & -Y_{45} \\ 0 & 0 & -Y_{35} & -Y_{45} & Y_{55} + Y_{35} + Y_{45} \end{pmatrix}$$

La potencia compleja injectada a cada barra puede ser calculada por:

$S_i = P_i + j \cdot Q_i = V_i \cdot I_i^c$ Donde I_i^c es el complejo conjugado de la corriente injectada en barra i

O sea $$S_i = V_i \cdot \left(\sum_{k=1}^{n} y_{ik} \cdot V_k\right)^c = V_i \cdot \left[\sum_{k=1}^{n} (y_{ik})^c \cdot V_k{}^c\right]$$

Con $V_i = |V_i| \cdot e^{\theta_i}$ $\quad y_{ik} = g_{ik} + j \cdot b_{ik}$ $\quad$ donde $\quad g_{ik}$ conductancia de la linea

$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_j$ $\quad b_{ik}$ suceptancia de la linea

$$S_i = \sum_{k=1}^{n} |V_i| \cdot |V_k| \cdot e^{j \cdot \theta_{ik}} \cdot (g_{ik} - j \cdot b_{ik})$$

$$S_i = \sum_{k=1}^{n} |V_i| \cdot |V_k| \cdot (\cos\theta_{ik} + j \cdot \sin\theta_{ik}) \cdot (g_{ik} - j \cdot b_{ik})$$

$$P_i = \sum_{k=1}^{n} |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik} \cdot \cos\theta_{ik} + b_{ik} \cdot \sin\theta_{ik})$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^{n} |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik} \cdot \sin\theta_{ik} - b_{ik} \cdot \cos\theta_{ik})$$

Para n barras (i = 1...n) hay 2 n ecuaciones o sea pueden haber 2 incognitas por barra.

Las variables son 4 por barra: $|V_i| \quad \theta_i \quad P_i \quad Q_i$

O sea, se deben conocer dos variables por barra. Las 2n ecuaciones son suficientes para calcular las otras dos variables no conocidas.

Asi se distinguen los siguientes tipos de barras:

$m = 1..M$	Barra de Generacion m	conociendo	$\lvert V_m \rvert$	P_m
$d = 1..D$	Barra de Carga	conociendo	P_d	Q_d

Pero para que exista solucion se deben cumplir ciertas restricciones entre las variables. Por ejemplo no es posible especificar todas las Pm y Pd puesto que la diferencia se debe balancear con las perdidas en la red. Otras restricciones requieren un balance de potencias reactivas inyectadas y las reactivas requeridas por la transmision. La solucion adoptada para salvar este requerimiento es:

> Una de las barras de generacion (que se designa como barra de referencia o barra reguladora) sea da como conocido el voltaje (modulo y θ). El P y el Q se calculan y se verifica que esten dentro del rango operativo de dicho generador El θ queda como valor de referencia de todos los defazajes . O sea se toma θ=0

Si se conocieran todos los (V) (valor y defasaje) en todas las barras, entonces las corrientes de inyeccion se determinarian linealmente con la ecuacion vectorial

$$(I) = Y_{bus} \cdot (V)$$

Pero debido a la forma especial en que las variables dependientes (incognitas) son dadas, el sistema de ecuaciones no es lineal. De consiguiente hay que resolverlo en forma iteractiva.
O sea el problema de Flujo de carga se plantea como sigue:
La red de transmision tiene "n" barras, de las cuales una (la barra 1) es la barra reguladora o de referencia Esta contiene un generador. Se conoce V1 y θ1. La ecuacion de la barra 1 se saca del sistema y se usa para determinar P1 y Q1 una vez que se haya resuelto el sistema.
El problema consiste en:

Variables conocidas: V1 , θ1=0 ,
Vn , Pn, n=2...M (M barras generadoras)
Pn , Qn n=M+1... N (N - M barras de carga)

Las ecuaciones son:

$$P_i + j \cdot Q_i = V_i \cdot \left[\sum_{k=1}^{n} (y_{ik})^c \cdot V_k^{\,c} \right]$$

$$\frac{P_i - j \cdot Q_i}{V_i^{\,c}} = y_{ii} \cdot V_i + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n} y_{ik} \cdot V_k$$

$$V_i = \frac{1}{y_{ii}} \left(\frac{P_i - j \cdot Q_i}{V_i^{\,c}} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n} y_{ik} \cdot V_k \right) \qquad i := 2...n$$

Si se parte de un conjunto de voltajes de barra conocidos, los de los generadores son datos conocidos del problema y los de las cargas son valores pre-estimados.
De este conjunto utilizando la ecuacion anterior, se calcula un nuevo conjunto de Vi.
Por lo menos para las barras de carga donde P y Q son conocidas.
Para las barras de generacion es necesario calcular previamente el Q en base a:

$$Q_i = \text{Parte\_Imag}\left[V_i \cdot \left[\sum_{i=1}^{M} (y_{ik})^c \cdot (V_k)^c \right] \right] \qquad \text{para } i = 2...M$$

Metodo de GAUSS con aceleracion

La convergencia de este metodo no se puede probar. Puede o no convergir. a veces dependiendo de la solucion inicial, de la estructura de la red, etc
Solo la experiencia en su uso para un cierto sistema puede dar una seguridad relativa. Lo que se intenta es que la convergencia sea mas rapida.
Para controlar esta aceleracion se usa un factor de aceleracion. O sea que cuando se calcula la nueva solucion, no se pasa directamente a ella sino que el delta del estado se multiplica por un factor (positivo o negativo). Esto tambien tiene cierta justificacion teorica pero no vamos a entrar en ella. Solo damos la definicion.

Primero vamos a definir el vector estado de una red con n barras: (por conveniencia lo escribimos en forma transpuesta)

$$X^T := \begin{pmatrix} V_1 & V_2 & V_3 & . & . & . & V_n \end{pmatrix}$$

Las componentes del vector son valores complejos. Si se conocen los voltajes, entonces se pueden calcular las potencias (complejas)

$$\frac{\overline{S_i}}{\overline{V_i}} = \sum_{k=1}^{n} y_{ik} \cdot V_k \qquad (1)$$

Por ello, al vector X se le designa vector de estado de la red.

Generalizando

$$X^T := \begin{pmatrix} x_1 & x_2 & x_3 & . & . & . & x_n \end{pmatrix}$$

El metodo de Gauss consiste en pasar de un estado aproximado a uno mas cercano al estado buscado. Ello se hace por medio de una ecuacion vectorial

$$X^{\nu+1} = h\left(X^{\nu}\right)$$

Si se visualiza el estado como un punto del espacio de n dimensiones, entonces la aplicacion de la funcion **h** lo hace pasar del punto ν al punto $\nu+1$. Al cabo de n iteraciones, el punto describe un poligono. Hay convergencia si el poligono tiende a achicarse. Encontrar las caracteristicas de la funcion h para que esto suceda es un problema fuera de nuestro alcance.
Pasando el segundo miembro de la ecuacion (1) al primero se tiene una ecuacion de la forma

$$F(X) = 0$$

Estas (F y h) son ecuaciones vectoriales que se puede descomponen en n ecuaciones numericas. Escribiendo la funcion h para cada barra, a medida que se avanza de 1 a n se puede ir utilizando los valores de voltaje que ya fueron calculados anteriormente, Cuando se aplica esta alternativa, el metodo se llama de Gauss-Siedel. Esto tambien mejora la convergencia.

Entonces escribimos las ecuaciones de numeros complejos:

$$x_1^{v+1} = h_1\left(x_1^{v}, x_2^{v}, x_3^{v}, \ldots, x_n^{v}\right)$$

$$x_2^{v+1} = h_2\left(x_1^{v+1}, x_2^{v}, x_3^{v}, \ldots, x_n^{v}\right)$$

$$x_3^{v+1} = h_3\left(x_1^{v+1}, x_2^{v+1}, x_3^{v}, \ldots, x_n^{v}\right)$$

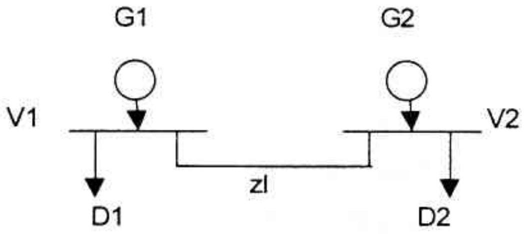
$$\ldots$$

$$x_n^{v+1} = h_n\left[x_1^{v+1}, x_2^{v+1}, x_3^{v+1}, \ldots, \left(x_n - 1\right)^{v+1}, x_n^{v}\right]$$

Agregando el factor de aceleracion el metodo de Gauss-Sidel se describe como sigue: (para simplificar se escribe en forma vectorial)

$$X^{v+1} = X^{v} - \alpha \cdot \left(X^{v} - h\left(X^{v}\right)\right)$$

Ejemplo ilustrativo de la iteracion de Gauss



$z_l = 0.5\ \text{pu}$

Datos

Barra de referencia

$|V_1| = 1\text{pu} \qquad \theta_1 = 0\ \text{rad}$

Cargas locales

$D_1 = 0.25\ \ \text{pu}$

$D_2 = 1 + 0.5\cdot j\ \ \text{pu}$

Barra Gen

$Pg_2 = 0.25\ \ \text{pu} \qquad |V_2| = 1\ \ \text{pu}$

Resolucion

O sea $\quad y_{11} = -2\cdot j \quad y_{22} = -2\cdot j \quad y_{12} = 2\cdot j$

$$P_2 + j\cdot Q_2 = (Pg_2 + Qg_2) - (D_2) = (0.25 - 1.0) + j\cdot(Qg_2 - 0.5) = -0.75 + j\cdot(Qg_2 - 0.5)$$

En este caso hay solo una ecuacion de iteracion:

$$V_i = \frac{1}{y_{ii}}\left(\frac{P_i - j\cdot Q_i}{V_i^{\,c}} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n} y_{ik}\cdot V_k\right) \qquad i = 2 \qquad k = 1$$

$$V_2 = \frac{1}{-2\cdot j}\cdot\left[\frac{-0.75 - (Q_2)\cdot j}{V_2^{\,c}} - y_{12}\cdot V_1\right] = \frac{-1}{2\cdot j}\cdot\left(\frac{-0.75 - j\cdot Q_2}{V_2^{\,c}} - 2\cdot j\right)$$

El V_2 de la izquierda es el valor luego de la iteracion. El V_2 de la derecha es el valor antes de la iteracion. El Q.2 no se conoce por lo que hay que calcularlo antes de cada iteracion usando la formula :

$$Q_i = \text{Parte\_Imag}\left[V_i\cdot\left[\sum_{i=1}^{M}(y_{ik})^c\cdot(V_k)^c\right]\right] \qquad \text{para } i = 2$$

$$Q_2 = \text{Parte\_Imag}\left[V_2\cdot\left[(y_{21})^c\cdot V_1 + (y_{22})^c\cdot V_2^{\,c}\right]\right]$$

$$Q_2 = \text{Parte\_Imag}\left[\left(e^{j\cdot\theta_2}\right)\cdot\left[-2\cdot j + 2\cdot j\cdot 1\cdot e^{-(j\cdot\theta_2)}\right]\right] = 2\cdot(1 - \cos\theta_2)$$

En la primer iteracion partimos de $V_2 = 1$ En fase con $V_1 = 1 \quad \theta_1 = 0$

$Q(\theta\theta) := 2\cdot(1 - \cos(\theta\theta))$

$Q(0) = 0$

$V(QQ, VV) := \frac{-1}{2\cdot j}\cdot\left[\frac{-0.75 - j\cdot QQ}{\overline{VV}} - 2\cdot(j)\right]$

$\theta(VV) := \arg(VV)$

$$M := \left| \begin{array}{l} \theta\theta \leftarrow 0 \\ VV \leftarrow 1 \\ \text{for } \nu \in 1..5 \\ \quad \left| \begin{array}{l} QQ \leftarrow Q(\theta\theta) \\ VV \leftarrow V(QQ, VV) \\ \theta\theta \leftarrow \theta(VV) \\ M^{\langle\nu\rangle} \leftarrow \begin{pmatrix} \nu \\ QQ \\ |VV| \\ \frac{\arg(VV)}{\pi}\cdot 180 \end{pmatrix} \end{array} \right. \\ M \end{array} \right.$$

$$\begin{array}{c} \nu \\ Q_2 \\ |V_2| \\ \arg(V_2) \end{array} \quad M = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \\ 0 & 0 & 0.127 & 0.127 & 0.146 & 0.146 \\ 0 & 1.068 & 0.996 & 1.001 & 1 & 1 \\ 0 & -20.556 & -20.556 & -22.011 & -22.011 & -22.024 \end{pmatrix}$$

Ahora se puede calcular la barra 1 (de referencia o barra reguladora)

$$e^{-j\cdot 22.024\cdot\frac{\pi}{180}} = 0.927 - 0.375i$$

$$\frac{P_i - j\cdot Q_i}{V_i^{\,c}} = \sum_{k=1}^{n} y_{ik}\cdot V_k \qquad i := 1$$

$V_1 := 1$ $\quad V_2 := 0.927 - 0.375\cdot j$ $\quad y_{11} := -2\cdot(j)$ $\quad y_{22} := -2\cdot j$ $\quad y_{12} := 2\cdot j$

$S_1 := V_1(y_{11}\cdot V_1 + y_{12}\cdot V_2)$ $\quad P_1 := \mathrm{Re}(S_1)$ $\quad Q_1 := -\mathrm{Im}(S_1)$

$P_1 = 0.75$ $\quad Q_1 = 0.146$ $\quad D_1 := 0.25$

$$P_1 + j\cdot Q_1 = (Pg_1 + j\cdot Qg_1) - (D_1)$$

$Pg_1 := P_1 + D_1$ $\quad Qg_1 := Q_1$ $\quad Pg_1 = 1$ $\quad Qg_1 = 0.146$

METODO NEWTON - RAPHSON

	Variables conocidas		Incognitas		
Barra Reguladora	$\theta 1$	V1	P1	Q1	Generador de Balance
	P2	V2	$\theta 2$	Q2	
Generdores Base $(m-1)$					
	Pm	Vm	θm	Qm	
	Pm + 1	Qm + 1	$\theta m + 1$	Vm + 1	
Barras de carga $(n-m)$					
	Pn	Qn	θn	Vn	

Las incognitas de estado que son incognitas implicitas en las ecuaciones de transmision (2(n-m)+m-1). son : θ2, θ3, . . .θm, θm+1 . . .θn, Vm+1,, Vn

Conocidas estas incognitas de estado se pueden calcular las incognitad explicitas que (m+1) son : P1, Q1, Q2, . . .Qm
Es conveniente escribir el vector de incognitas de estado:

$$X^T = [\ \theta 2, \theta 3, \ldots \theta m, \theta m+1, \ldots \theta n, Vm+1, \ldots Vn\ ] = [\theta\ ,\ \mathbf{V}]$$

y escribir la ecuacion de N-R

$$\Delta P = \begin{pmatrix} P2 - P2(x) \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ Pn - Pn(x) \end{pmatrix} \qquad \Delta Q = \begin{pmatrix} Q2 - Q2(x) \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ Qn - Qn(\cdot) \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} J11 & J12 \\ J21 & J22 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{pmatrix} \qquad X^{v+1} = X^v + \Delta X^v$$

9

$$J11 = \begin{pmatrix} der\_parP2\theta 2 & \cdots & der\_parP2\theta n \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ der\_parPn\theta 2 & \cdots & der\_parPn\theta n \end{pmatrix} \qquad J12 = \begin{pmatrix} der\_parP2Vm + 1 & \cdots & der\_parP2Vn \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ der\_parPnVm + 1 & \cdots & der\_parPnVn \end{pmatrix}$$

$$J21 = \begin{pmatrix} der\_parQm + 1\theta 2 & \cdots & der\_parQm + 1\theta n \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ der\_parQn\theta 2 & \cdots & der\_parQn\theta n \end{pmatrix}$$

$$J22 = \begin{pmatrix} der\_parQm + 1Vm + 1 & \cdots & der\_parQm + 1Vn \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ der\_parQnVm + 1 & \cdots & der\_parQnVn \end{pmatrix}$$

O sea que la dimensionalidad es 2n-m-1. Cuantas mas barras sean generadoras la dimensionalidad se reduce correspondientemente.

Si calculamos terminos no diagonales de las submatrices jacobianas:
por ejemplo

$$der\_parP2\theta 3 = V2 \cdot V3 \cdot (g23 \cdot \sin(\theta 2 - \theta 3) - b23 \cdot \cos(\theta 2 - \theta 3))$$

O sea estos terminos son determinados por las componentes serie del equivalente π de la coneccion entre barras correspondientes. Por lo tanto el termino es cero si las barras no estan conectadas. Es asi que la matriz J tiene muchos terminos nulos.Son raleadas. Para grandes redes es necesario utilizar metodos de calculo de matrices que simplifican el calculo cuando las mismas son raleadas. (Redes con mas de 1000 barras)

Otra propiedad de la matriz jacobiana es que en los casos reales, las submatrices jacobianas fuera de la diagonal son despreciables con respecto a las submatrices diagonales.

$J12 = J21$ son aproximadamente cero

Calculemos un termino de esas matrices (ejemplo tipico de J12):

$$der\_parP2V3 = V2 \cdot (g23 \cdot \cos(\theta 2 - \theta 3) + b23 \cdot \sin(\theta 2 - \theta 3))$$

Como las conexiones de transmision son en general reactivas b23 >> g23
el primer termino es despreciable. Como en operacion normal θ2-θ3 es chico, tambien el segundo termino es despreciable.

Calculemos un termino tipico de J21

$$der\_parQ2\theta 3 = -V2 \cdot V3 \cdot (g23 \cdot \cos(\theta 2 - \theta 3) + b23 \cdot \sin(\theta 2 - \theta 3))$$

Por iguales razones los dos terminos son chicos.

FLUJO DE POTENCIA DESACOPLADO -

Haciendo uso de que en casos reales se pueden despreciar las submatrices jacobianas no diagonales, las ecuacionesa N-R se pueden escribir:

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} J11 & 0 \\ 0 & J22 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{pmatrix}$$

O sea

$$\Delta P = J11 \cdot \Delta\theta$$

$$\Delta Q = J22 \cdot \Delta V$$

O sea que haciendo uso de esta aproximacion las ecuaciones se desacoplan y la dimensionalidad disminuye. La primera tiene una dimensionalidad de (n-1) y la segunga tiene una dimensionalidad de (n-m). Sin embargo las Jacobianas se deben calcular en cada iteracion.

Estas ecuaciones pueden se escritas en forma escalar:

$$\Delta Pi = \sum_{k=1}^{n} der\_parPi\theta i \cdot \Delta\theta k \qquad i := 2..n$$

$$\Delta Qi = \sum_{k=1}^{n} der\_parQiVi \cdot \Delta Vi \qquad i := (m+1)..n$$

Estas ecuaciones se pueden simplificar mas con las siguientes aproximaciones:

$$de\_parPi\theta k = -(Vi \cdot Vk \cdot bik)$$

$$der\_parQiVk = -(Vi \cdot bik)$$

O sea que las ecuaciones de flujo desacopladas se pueden escribir en forma aproximada como

$$\Delta Pi = -\sum_{k=1}^{n} Vi \cdot Vk \cdot bik \cdot \Delta\theta k \qquad \Delta Qi = -\sum_{k=1}^{n} Vk \cdot bik \cdot \Delta Vk$$

Todavia hay que iterar. La ventaja es que el Jacobiano tiene un factor constante.
No cambia en cada iteracion. Se necesita iteracion porque los V cambian en cada iteracion.

METODO DE CORRIENTE CONTINUA (CC)

Una aproximacion aditional es la de suponer un perfil chato para los voltajes de barras

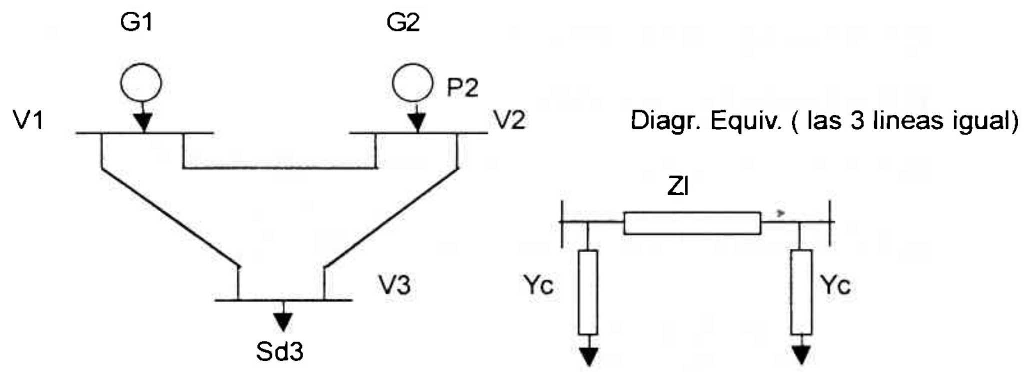
O sea $Vk = 1$ para todo k

$$\Delta Pi = -\sum_{k=1}^{n} bik \cdot \Delta\theta k \qquad \Delta Qi = -\sum_{k=1}^{n} bik \cdot \Delta Vk$$

O sea en forma vectorial:

$$\begin{pmatrix} \Delta P2 \\ \vdots \\ \Delta Pn \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -b22 & \cdots & -b2n \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ -b2n & \cdots & -bnn \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta\theta 2 \\ \vdots \\ \Delta\theta n \end{pmatrix} \qquad \begin{pmatrix} \Delta Qm+1 \\ \vdots \\ \Delta Qn \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -bm+1,1 & \cdots & -bm+1,n \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ -bn1 & \cdots & -bnn \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta V1 \\ \vdots \\ \Delta Vn \end{pmatrix}$$

EJEMPLO de Flujo de Potencia resuelto por NEWRON-RAPHSON



Datos: $Z_L := j\cdot 0.1$ $\quad Y_L := \frac{1}{Z_L}$ $\quad Y_L = -10j$ $\quad V_1 := 1$ $\quad \theta_1 := 0$

$Y_C := j\cdot 0.01$ $\quad S_D := 2.8653 + j\cdot 1.2244$ $\quad V_2 := 1.05$ $\quad P_2 := 0.666$

Determinar: P_1 $\quad Q_1$ $\quad Q_2$ $\quad \theta_2$ $\quad V_3$ $\quad \theta_3$

Conociendo : P_2 $\quad V_2$ $\quad V_1$ $\quad \theta 1 := 0$ $\quad P_3$ $\quad Q_3$

Matriz de admitancias:

$$Y_b := \begin{bmatrix} 2\cdot(Y_L + Y_C) & -Y_L & -Y_L \\ -Y_L & 2\cdot(Y_L + Y_C) & -Y_L \\ -Y_L & -Y_L & 2\cdot(Y_L + Y_C) \end{bmatrix}$$

$$Y_b = \begin{pmatrix} -19.98j & 10j & 10j \\ 10j & -19.98j & 10j \\ 10j & 10j & -19.98j \end{pmatrix}$$

Este problema de flujo tiene una dimensionalidad de 2N-M-1 = 2 x 3 - 2 -1 = 3
Las incognitas entre las variables de estado son: θ2 , θ3 , V3
Las incognitas a determinar con ecuaciones explicitas son: P1 , Q1 , Q2
Las ecuaciones implicitas que determinan las incognitas de estado son las ecuaciones de transmision que calculan las variables conocidas P2 , P3 , Q3 en base a las tres incognitas de estado.

El vector de estado es

$$X^T = (\theta_2 \;\; \theta_3 \;\; V_3)$$

En este ejemplo, las ecuaciones implicitas son 3:

$$P_2(X) = V_2 \cdot V_1 \cdot b_{21} \cdot \sin(\theta_2 - \theta_1) + V_2 \cdot V_3 \cdot b_{23} \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3)$$

$$P_2 = 10.5 \cdot \sin(\theta_2) + 10.5 \cdot V_3 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3)$$

$$P_3 = 10 \cdot V_3 \cdot \sin(\theta_3) + 10.5 \cdot V_3 \cdot \sin(\theta_3 - \theta_2)$$

$$Q_3 = -\left[\left(V_3 \cdot V_1 \cdot b_{31} \cdot \cos(\theta_3 - \theta_1) + V_2 \cdot V_3 \cdot b_{32} \cdot \cos(\theta_3 - \theta_2)\right) - b_{33} \cdot V_3^{\,2}\right]$$

$$Q_3 = -\left[10 \cdot V_3 \cdot \cos(\theta_3) + \left(10.5 \cdot V_3 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_2)\right) - 19.98 \cdot V_3^{\,2}\right]$$

$$J = \begin{pmatrix} \frac{d}{d\theta_2}P_2 & \frac{d}{d\theta_3}P_2 & \frac{d}{dV_3}P_2 \\ \frac{d}{d\theta_2}P_3 & \frac{d}{d\theta_3}P_3 & \frac{d}{dV_3}P_3 \\ \frac{d}{d\theta_2}Q_3 & \frac{d}{d\theta_3}Q_3 & \frac{d}{dV_3}Q_3 \end{pmatrix}$$

$$\mathrm{deparP2\theta2}(\theta2,\theta3,V3) := 10.5 \cdot \cos(\theta2) + 10.5 \cdot V3 \cdot \cos(\theta2 - \theta3)$$

$$\mathrm{deparP2\theta3}(\theta2,\theta3,V3) := -10.5 \cdot V3 \cdot \cos(\theta2 - \theta3)$$

$$\mathrm{deparP2V3}(\theta2,\theta3,V3) := 10.5 \cdot \sin(\theta2 - \theta3)$$

$$\mathrm{deparP3\theta2}(\theta2,\theta3,V3) := -10.5 \cdot V3 \cdot \cos(\theta3 - \theta2)$$

$$\mathrm{deparP3\theta3}(\theta2,\theta3,V3) := 10.0 \cdot V3 \cdot \cos(\theta3) + 10.5 \cdot V3 \cdot \cos(\theta3 - \theta2)$$

$$\mathrm{deparP3V3}(\theta2,\theta3,V3) := 10 \cdot \sin(\theta3) + 10.5 \cdot \sin(\theta3 - \theta2)$$

$$\mathrm{deparQ3\theta2}(\theta2,\theta3,V3) := -10.5 \cdot V3 \cdot \sin(\theta3 - \theta2)$$

$$\mathrm{deparQ3\theta3}(\theta2,\theta3,V3) := 10 \cdot V3 \cdot \sin(\theta3) + 10.5 \cdot V3 \cdot \sin(\theta3 - \theta2)$$

$$\mathrm{deparQ3V3}(\theta2,\theta3,V3) := -(10 \cdot \cos(\theta3) + 10.5 \cdot \cos(\theta3 - \theta2) - 39.96 \cdot V3)$$

1 er iteracion:

Arrancamos con un vector estado: $xo := \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix}$ $\qquad \theta2 := 0 \qquad \theta3 := 0 \qquad V3 := 1$

Calculamos el vector $\Delta(PP2, PP3, QQ3)$

$$PP2(\theta2,\theta3,V3) := 10.5 \cdot \sin(\theta2) + 10.5 \cdot V3 \cdot \sin(\theta2 - \theta3)$$

$$PP3(\theta2,\theta3,V3) := 10 \cdot V3 \cdot \sin(\theta3) + 10.5 \cdot V3 \cdot \sin(\theta3 - \theta2)$$

$$QQ3(\theta2,\theta3,V3) := -\left(10 \cdot V3 \cdot \cos(\theta3) + 10.5 \cdot V3 \cdot \cos(\theta3) - \theta2 - 19.98 \cdot V3^2\right)$$

Con:

$P2 := 0.6661$ $P3 := -2.8655$ $Q3 := -1.2244$

$\Delta P2(\theta 2,\theta 3,V3) := P2 - PP2(\theta 2,\theta 3,V3)$

$\Delta P3(\theta 2,\theta 3,V3) := P3 - PP3(\theta 2,\theta 3,V3)$

$\Delta Q3(\theta 2,\theta 3,V3) := Q3 - QQ3(\theta 2,\theta 3,V3)$

$$\Delta P = \begin{pmatrix} P2 - PP2(\theta 2,\theta 3,V3) \\ P3 - PP3(\theta 2,\theta 3,V3) \\ Q3 - QQ3(\theta 2,\theta 3,V3) \end{pmatrix} \qquad \Delta X = \begin{pmatrix} \theta 2 \\ \theta 3 \\ V3 \end{pmatrix}$$

La ecuacion N-R escrita en forma vectorial:

$$\Delta P = J\cdot\Delta X$$

Estas son ecuaciones lineales que se pueden resolver por medio de la inversion de una matriz llamada matriz Jacobiana. Esta inversion puede usar el metodo de sustitucion de Gauss para la resolucion de sistemas de ecuaciones lineales.

$$J(\theta 2,\theta 3,V3) := \begin{pmatrix} deparP2\theta 2(\theta 2,\theta 3,V3) & deparP2\theta 3(\theta 2,\theta 3,V3) & deparP2V3(\theta 2,\theta 3,V3) \\ deparP3\theta 2(\theta 2,\theta 3,V3) & deparP3\theta 3(\theta 2,\theta 3,V3) & deparP3V3(\theta 2,\theta 3,V3) \\ deparQ3\theta 2(\theta 2,\theta 3,V3) & deparQ3\theta 3(\theta 2,\theta 3,V3) & deparQ3V3(\theta 2,\theta 3,V3) \end{pmatrix}$$

$$J(0,0,1) = \begin{pmatrix} 21 & -10.5 & 0 \\ -10.5 & 20.5 & 0 \\ 0 & 0 & 19.46 \end{pmatrix} \qquad J(0,0,1)^{-1} = \begin{pmatrix} 0.064 & 0.033 & 0 \\ 0.033 & 0.066 & 0 \\ 0 & 0 & 0.051 \end{pmatrix}$$

$$JINV(\theta 2,\theta 3,V3) := \begin{pmatrix} deparP2\theta 2(\theta 2,\theta 3,V3) & deparP2\theta 3(\theta 2,\theta 3,V3) & deparP2V3(\theta 2,\theta 3,V3) \\ deparP3\theta 2(\theta 2,\theta 3,V3) & deparP3\theta 3(\theta 2,\theta 3,V3) & deparP3V3(\theta 2,\theta 3,V3) \\ deparQ3\theta 2(\theta 2,\theta 3,V3) & deparQ3\theta 3(\theta 2,\theta 3,V3) & deparQ3V3(\theta 2,\theta 3,V3) \end{pmatrix}^{\langle -1\rangle}$$

Una vez invertida la matriz Jacobiana se pueden calcular las componentes del vector de estado
Para la primer iteraccion:

$$J(0,0,1)^{-1}\cdot\begin{pmatrix} \Delta P2(0,0,1) \\ \Delta P3(0,0,1) \\ \Delta Q3(0,0,1) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0.051 \\ -0.166 \\ -0.036 \end{pmatrix}$$

En general:

$$\begin{pmatrix} \Delta\theta\theta 2(\theta 2,\theta 3,V3) \\ \Delta\theta\theta 3(\theta 2,\theta 3,V3) \\ \Delta VV3(\theta 2,\theta 3,V3) \end{pmatrix} := JINV(\theta 2,\theta 3,V3)\cdot\begin{bmatrix} P2 - (10.5\cdot\sin(\theta 2) + 10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta 2 - \theta 3)) \\ P3 - (10\cdot V3\cdot\sin(\theta 3) + 10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta 3 - \theta 2)) \\ Q3 + (10\cdot V3\cdot\cos(\theta 3) + 10.5\cdot V3\cdot\cos(\theta 3) - \theta 2 - 19.98\cdot V3^2 \end{bmatrix}$$

Continua en file EJ_NR002

Viene del EJ_NR001

$$PP2(\theta2,\theta3,V3) := 10.5\cdot\sin(\theta2) + 10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta2-\theta3) \qquad PP2(0,0,1)=0$$

$$PP3(\theta2,\theta3,V3) := 10\cdot V3\cdot\sin(\theta3) + 10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta3-\theta2) \qquad PP3(0,0,1)=0$$

$$QQ3(\theta2,\theta3,V3) := -\left(10\cdot V3\cdot\cos(\theta3) + 10.5\cdot V3\cdot\cos(\theta3) - \theta2 - 19.98\cdot V3^2\right) \qquad QQ3(0,0,1) = -0.52$$

Terminos del jacobiano

$$J11(\theta2,\theta3,V3) := 10.5\cdot\cos(\theta2) + 10.5\cdot V3\cdot\cos(\theta2-\theta3) \qquad J11(0,0,1)=21$$

$$J12(\theta2,\theta3,V3) := -10.5\cdot V3\cdot\cos(\theta2-\theta3)$$

$$J13(\theta2,\theta3,V3) := 10.5\cdot\sin(\theta2-\theta3)$$

$$J21(\theta2,\theta3,V3) := -10.5\cdot V3\cdot\cos(\theta3-\theta2)$$

$$J22(\theta2,\theta3,V3) := 10.0\cdot V3\cdot\cos(\theta3) + 10.5\cdot V3\cdot\cos(\theta3-\theta2)$$

$$J23(\theta2,\theta3,V3) := 10\cdot\sin(\theta3) + 10.5\cdot\sin(\theta3-\theta2)$$

$$J31(\theta2,\theta3,V3) := -10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta3-\theta2)$$

$$J32(\theta2,\theta3,V3) := 10\cdot V3\cdot\sin(\theta3) + 10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta3-\theta2)$$

$$J33(\theta2,\theta3,V3) := -\left(10\cdot\cos(\theta3) + 10.5\cdot\cos(\theta3-\theta2) - 39.96\cdot V3\right)$$

$$J(\theta2,\theta3,V3) := \begin{pmatrix} J11(\theta2,\theta3,V3) & J12(\theta2,\theta3,V3) & J13(\theta2,\theta3,V3) \\ J21(\theta2,\theta3,V3) & J22(\theta2,\theta3,V3) & J23(\theta2,\theta3,V3) \\ J31(\theta2,\theta3,V3) & J32(\theta2,\theta3,V3) & J33(\theta2,\theta3,V3) \end{pmatrix}$$

Datos $\quad P2 := 0.666 \quad P3 := -2.8653 \quad Q3 := -1.2244$

$S_D := 2.8653 + j\cdot 1.2244 \quad V2 := 1.05 \quad P3 := -2.8653 \quad Q3 := -1.2244$

1er iteracion

$$J(0,0,1) = \begin{pmatrix} 21 & -10.5 & 0 \\ -10.5 & 20.5 & 0 \\ 0 & 0 & 19.46 \end{pmatrix} \qquad J(0,0,1)^{-1} = \begin{pmatrix} 0.064 & 0.033 & 0 \\ 0.033 & 0.066 & 0 \\ 0 & 0 & 0.051 \end{pmatrix}$$

$$J(0,0,1)^{-1}\cdot\begin{pmatrix} -PP2(0,0,1) + P2 \\ -PP3(0,0,1) + P3 \\ -QQ3(0,0,1) + Q3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0.051 \\ -0.166 \\ -0.036 \end{pmatrix} \qquad \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -0.051 \\ -0.166 \\ -0.036 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0.051 \\ -0.166 \\ 0.964 \end{pmatrix}$$

2da iteracion

$$J(-0.051,-0.166,0.964)^{-1}\cdot\begin{pmatrix} P2 - PP2(-0.051,-0.166,0.964) \\ P3 - PP3(-0.051,-0.166,0.964) \\ Q3 - QQ3(-0.051,-0.166,0.964) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -1.376\times 10^{-3} \\ -8.561\times 10^{-3} \\ -0.015 \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} -0.051 \\ -0.166 \\ 0.964 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -0.0014 \\ -0.00856 \\ -0.015 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0.052 \\ -0.175 \\ 0.949 \end{pmatrix}$$

Podemos automatizar las iteraciones utilizando el siguiente programa:

$$M := \left|\begin{array}{l}
\theta22 \leftarrow 0 \\
\theta33 \leftarrow 0 \\
V33 \leftarrow 1 \\
\text{for } \nu \in 1..4 \\
\quad\left|\begin{array}{l}
a \leftarrow PP2(\theta22,\theta33,V33) \\
b \leftarrow PP3(\theta22,\theta33,V33) \\
c \leftarrow QQ3(\theta22,\theta33,V33) \\
d \leftarrow P2 - a \\
e \leftarrow P3 - b \\
f \leftarrow Q3 - c \\
JJ \leftarrow J(\theta22,\theta33,V33) \\
JINV \leftarrow JJ^{-1} \\
v \leftarrow JINV\cdot\begin{pmatrix} d \\ e \\ f \end{pmatrix} \\
\theta22 \leftarrow \theta22 + v_1 \\
\theta33 \leftarrow \theta33 + v_2 \\
V33 \leftarrow V33 + v_3 \\
M^{\langle \nu \rangle} \leftarrow \begin{pmatrix} d \\ e \\ f \\ \theta22 \\ \theta33 \\ V33 \end{pmatrix}
\end{array}\right. \\
M
\end{array}\right.$$

Resultado

Numeral de Iteraciones

$$M = \begin{array}{c} \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \end{array}\begin{array}{cccc|c} 1 & 2 & 3 & 4 & \\ \end{array}$$

$$M = \begin{array}{c} \begin{array}{cccc} \quad 1 & \quad 2 & \qquad 3 & \qquad 4 \end{array} \\ \left(\begin{array}{cccc} 0.666 & 0.046 & 1.178\times 10^{-3} & 1.035\times 10^{-6} \\ -2.865 & -0.114 & -2.474\times 10^{-3} & -2.099\times 10^{-6} \\ -0.704 & -0.247 & -8.05\times 10^{-3} & -7.819\times 10^{-5} \\ -0.051 & -0.052 & -0.052 & -0.052 \\ -0.166 & -0.175 & -0.175 & -0.175 \\ 0.964 & 0.949 & 0.949 & 0.949 \end{array}\right) \end{array} \begin{array}{l} \\ .P2 \\ .P3 \\ \Delta Q3 \\ \theta 2 \\ \theta 3 \\ V3 \end{array}$$

O sea la solucion es:

$\theta 2 := -0.052$ $\qquad \theta 3 := -0.175$ $\qquad V3 := 0.949$ $\qquad \theta 1 := 0$

Note que la primer iteracion esta cerca de la solucion.
La tercer iteracion es muy precisa.

Ahora calculemos las incognitas explicitas P1, Q1, Q2 :

$$P1 := 10.5\cdot\sin(\theta 1 - \theta 2) + 0.949\cdot 10\cdot\sin(-\theta 3) \qquad P1 = 2.198$$

$$Q1 := -(1.05\cdot 10\cdot\cos(\theta 1 - \theta 2) + V3\cdot 10\cdot\cos(\theta 1 - \theta 3) - 19.98) \qquad Q1 = 0.149$$

$$Q2 := -\left[1.05\cdot 10\cdot\cos(\theta 2 - \theta 1) + (1.05\cdot 0.949\cdot 10\cdot\cos(\theta 2 - \theta 3)) - 19.98\cdot 1.05^2\right] \quad Q2 = 1.653$$

RDM, Mayo 1 1999

EJ_NR002.mcd Con la notacion:

$$VV := 1.05$$

$$V := \begin{pmatrix} VV & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & VV & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & VV & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & VV & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & VV \end{pmatrix} \qquad V^{-1} = \begin{pmatrix} 0.952 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.952 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.952 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.952 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0.952 \end{pmatrix}$$

Las ecuaciones de N-R desacopladas pueden escribirse:

$$-B\cdot\Delta\theta = V^{-1}\cdot\Delta P$$

$$-B\cdot\Delta V = V^{-1}\cdot\Delta Q$$

Ahora podemos resolver el mismo ejemplo usando N-R desacoplado.

$$B = \begin{pmatrix} b22 & b23 \\ b32 & b33 \end{pmatrix} \qquad B = \begin{pmatrix} -19.98 & 10 \\ 10 & -19.98 \end{pmatrix}$$

Las ecuaciones de N-R desacopladas se escriben:

$$-\begin{pmatrix} -19.98 & 10 \\ 10 & -19.98 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta\theta 2 \\ \Delta\theta 3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \dfrac{\Delta P2}{V2} \\ \dfrac{\Delta P3}{V3} \end{pmatrix} \qquad -(19.98)\cdot\Delta V3 = \frac{\Delta Q3}{V3}$$

$$-\begin{pmatrix} -19.98 & 10 \\ 10 & -19.98 \end{pmatrix}^{-1} = \begin{pmatrix} 0.067 & 0.033 \\ 0.033 & 0.067 \end{pmatrix} \qquad \begin{pmatrix} \Delta\theta 2 \\ \Delta\theta 3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.067 & 0.033 \\ 0.033 & 0.067 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \dfrac{\Delta P2}{1.05} \\ \dfrac{\Delta P3}{V3} \end{pmatrix} \qquad \Delta V3 = 0.051\left(\frac{\Delta Q3}{V3}\right)$$

Las correspondientes ecuaciones de la red son:

$$P2 = 10.5\cdot\sin(\theta 2) + 10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta 3 - \theta 2) \qquad P3 = 10\cdot V3\cdot\sin(\theta 3) + 10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta 3 - \theta 2)$$

$$Q3 = -\left(10\cdot V3\cdot\cos(\theta 3) + 10.5\cdot V3\cdot\cos(\theta 3 - \theta 2) - 19.98\cdot V3^2\right)$$

Eligiendo valores iniciales: $\theta 2 := 0$ $\theta 3 := 0$ $V3 := 0$ podemos calcular los $\Delta P2$, $\Delta P3$, $\Delta Q3$ usando las ecuaciones de la red. Luego usando las ecuaciones N-R calculamos los $\Delta\theta 2$, $\Delta\theta 3$, $\Delta V3$. De los ultimos podemos calcular $\theta 2$, $\theta 3$, V3 y asi continuar iterando hasta converger.

Continua en Ej_nr003

EJEMPLO Repetido usando N-R desacoplado

Viene del EJ_NR002

$$
M := \left|
\begin{array}{l}
\theta 2 \leftarrow 0 \\
\theta 3 \leftarrow 0 \\
V3 \leftarrow 1 \\
\text{for } \nu \in 1..5 \\
\quad \left|
\begin{array}{l}
\Delta P2 \leftarrow 0.6661 - (10.5\cdot\sin(\theta 2) + 10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta 2 - \theta 3)) \\
\Delta P3 \leftarrow -2.8653 - (10\cdot V3\cdot\sin(\theta 3) + 10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta 3 - \theta 2)) \\
\Delta Q3 \leftarrow -1.2244 + (10\cdot V3\cdot\cos(\theta 3) + 10.5\cdot V3\cdot\cos(\theta 3 - \theta 2) - 19.98\cdot V3^2) \\
\Delta\theta 2 \leftarrow 0.067\cdot\dfrac{\Delta P2}{1.05} + 0.033\cdot\dfrac{\Delta P3}{V3} \\
\Delta\theta 3 \leftarrow 0.033\cdot\dfrac{\Delta P2}{1.05} + 0.067\cdot\dfrac{\Delta P3}{V3} \\
\Delta V3 \leftarrow 0.051\cdot\dfrac{\Delta Q3}{V3} \\
\theta 2 \leftarrow \theta 2 + \Delta\theta 2 \\
\theta 3 \leftarrow \theta 3 + \Delta\theta 3 \\
V3 \leftarrow V3 + \Delta V3 \\
M^{\langle\nu\rangle} \leftarrow \begin{pmatrix} \theta 2\cdot\dfrac{180}{\pi} \\ \theta 3\cdot\dfrac{180}{\pi} \\ V3 \\ \Delta P2 \\ \Delta P3 \\ \Delta Q3 \end{pmatrix}
\end{array}
\right. \\
M
\end{array}
\right.
$$

$$
M = \begin{pmatrix}
-2.982 & -2.988 & -3.003 & -3 & -3 \\
-9.8 & -9.871 & -9.993 & -9.997 & -10 \\
0.964 & 0.951 & 0.95 & 0.95 & 0.95 \\
0.666 & 0.011 & 0.016 & 1.555\times 10^{-3} & 4.78\times 10^{-4} \\
-2.865 & -0.023 & -0.038 & -1.477\times 10^{-3} & -9.933\times 10^{-4} \\
-0.704 & -0.243 & -0.015 & -6.524\times 10^{-3} & -5.437\times 10^{-4}
\end{pmatrix}
$$

La tercera iteracion ya da una solucion precisa

$\theta 2 := -3\cdot\dfrac{\pi}{180}$ $\qquad \theta 2 = -0.052$

$\theta 3 := -10\cdot\dfrac{\pi}{180}$ $\qquad \theta 3 = -0.175$

$V3 := 0.95$

Ahora que se conoce el estado de la red se pueden computar las incognitas explicitas, usando las ecuaciones de la red

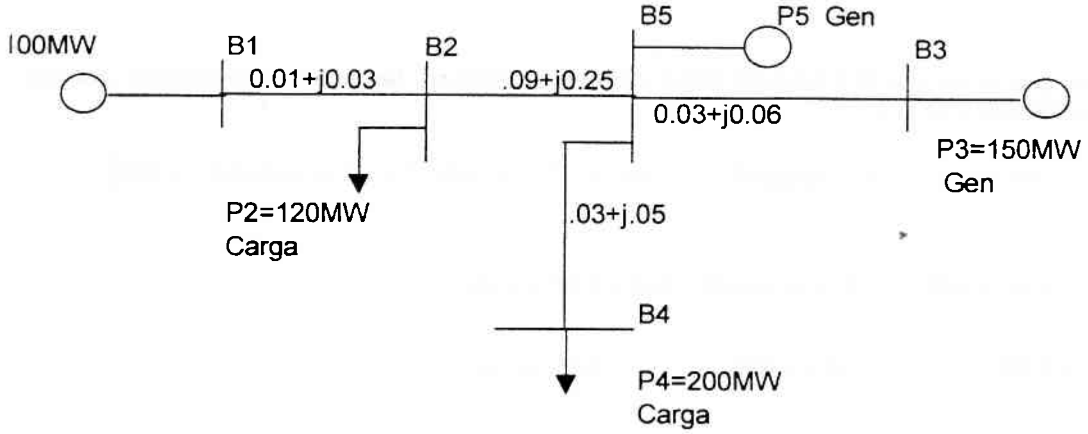
$P1 := -10.5 \cdot \sin(\theta 2) - 10 \cdot V3 \cdot \sin(\theta 3)$ $\qquad$ $Q1 := -[(10.5 \cdot \cos(\theta 2) + V3 \cdot 10 \cdot \cos(\theta 3)) - 19.98]$

$Q2 := -[10.5 \cdot \cos(\theta 2) + (10 \cdot V3) \cdot \cos(\theta 2 - \theta 3) - 1.05^2 \cdot 19.98]$

$P1 = 2.199$ $\qquad$ $Q1 = 0.139$ $\qquad$ $Q2 = 2.113$

RDM - 10 julio 99

EJEMPLO DE FLUJO DE POTENCIA POR METODO DE N-R CORRIENTE CONTINUA



$$\frac{1}{.01+0.03j} = 10-30j \qquad \frac{1}{.09+.25j} = 1.275-3.541j \qquad \frac{1}{.03+.05j} = 8.824-14.706j$$

$$\frac{1}{.03+.06j} = 6.667-13.333j$$

$$B := \begin{pmatrix} 30 & -30 & 0 & 0 & 0 \\ -30 & 33.54 & 0 & 0 & -3.54 \\ 0 & 0 & 13.333 & 0 & -13.333 \\ 0 & 0 & 0 & 14.706 & -14.706 \\ 0 & -3.541 & -13.333 & -14.706 & 31.58 \end{pmatrix}$$

Eligiendo barra 5 como la barra de balance. $\theta5 := 0$

$$\begin{pmatrix} P1 \\ P2 \\ P3 \\ P4 \\ P5 \end{pmatrix} = B \cdot \begin{pmatrix} \theta1 \\ \theta2 \\ \theta3 \\ \theta4 \\ 0 \end{pmatrix} \qquad \begin{pmatrix} P1 \\ P2 \\ P3 \\ P4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 30 & -30 & 0 & 0 \\ -30 & 33.54 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 13.333 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 14.706 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \theta1 \\ \theta2 \\ \theta3 \\ \theta4 \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} 30 & -30 & 0 & 0 \\ -30 & 33.54 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 13.333 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 14.706 \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ -1.2 \\ 1.5 \\ -2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0.023 \\ -0.056 \\ 0.113 \\ -0.136 \end{pmatrix} \qquad \begin{pmatrix} \theta1 \\ \theta2 \\ \theta3 \\ \theta4 \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} -0.023 \\ -0.056 \\ 0.113 \\ -0.136 \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} 0 & -3.541 & -13.333 & -14.706 & 31.58 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} -0.023 \\ -0.056 \\ 0.113 \\ -0.136 \\ 0 \end{pmatrix} = (0.692) \qquad P5 := 0.692$$

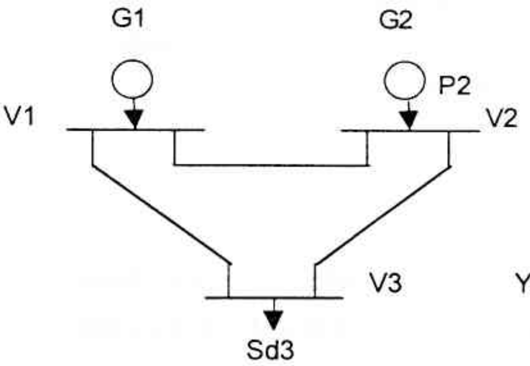
$$P1 + P3 + P5 = 1.0 + 1.5 + 0.692 \qquad P2 + P4 = 1.2 + 2.0$$

$$P12 := 30(\theta1 - \theta2) \qquad P12 = 0.99 \qquad P25 := 3.54(\theta2) \qquad P25 = -0.198$$

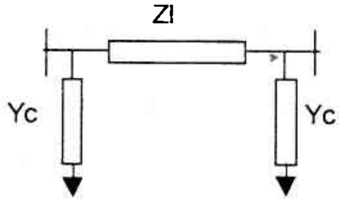
$$P35 := 13.33(\theta3) \qquad P35 = 1.506 \qquad P54 := 14.7(-\theta4) \qquad P54 = 1.999$$

RDM - 10 julio 1999

EJ_NR368



Diagr. Equiv. (las 3 lineas igual)



Datos: $Z_L := j\cdot 0.1$ $\quad Y_L := \dfrac{1}{Z_L}$ $\quad Y_L = -10j$ $\quad V_1 := 1$ $\quad \theta_1 := 0$

$Y_C := j\cdot 0.01$ $\quad S_D := 2.8653 + j\cdot 1.2244$ $\quad V_2 := 1.05$ $\quad P_2 := 0.666$

Determinar: P_1 $\quad Q_1$ $\quad Q_2$ $\quad \theta_2$ $\quad V_3$ $\quad \theta_3$

$$Y_b := \begin{bmatrix} 2\cdot(Y_L + Y_C) & -Y_L & -Y_L \\ -Y_L & 2\cdot(Y_L + Y_C) & -Y_L \\ -Y_L & -Y_L & 2\cdot(Y_L + Y_C) \end{bmatrix}$$

$$Y_b = \begin{pmatrix} -19.98j & 10j & 10j \\ 10j & -19.98j & 10j \\ 10j & 10j & -19.98j \end{pmatrix}$$

Este problema de flujo tiene una dimensionalidad de 2N-M-1 = 2 x 3 - 2 -1 = 3
Las incognitas entre las variables de estado son: θ2 , θ3 , V3
Las incognitas a determinar con ecuaciones explicitas son: P1 , Q1 , Q2
Las ecuaciones implicitas que determinan las incognitas de estado son las ecuaciones de transmision que calculan las variables conocidas P2 , P3 , Q3 en base a las tres incognitas de estado.

$$X^T := (\theta_2 \;\; \theta_3 \;\; V_3)$$

$$P_2(X) = V_2 \cdot V_1 \cdot b_{21} \cdot \sin(\theta_2 - \theta_1) + V_2 \cdot V_3 \cdot b_{23} \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3)$$

$$P_2 = 10.5 \cdot \sin(\theta_2) + 10.5 \cdot V_3 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3)$$

$$P_3 = 10 \cdot V_3 \cdot \sin(\theta_3) + 10.5 \cdot V_3 \cdot \sin(\theta_3 - \theta_2)$$

$$Q_3 = -\left[\left(V_3 \cdot V_1 \cdot b_{31} \cdot \cos(\theta_3 - \theta_1) + V_2 \cdot V_3 \cdot b_{32} \cdot \cos(\theta_3 - \theta_2)\right) - b_{33} \cdot V_3^{\,2}\right]$$

$$Q_3 = -\left[10 \cdot V_3 \cdot \cos(\theta_3) + \left(10.5 \cdot V_3 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_2)\right) - 19.98 \cdot V_3^{\,2}\right]$$

$$J = \begin{pmatrix} \frac{d}{d\theta_2}P_2 & \frac{d}{d\theta_3}P_2 & \frac{d}{dV_3}P_2 \\ \frac{d}{d\theta_2}P_3 & \frac{d}{d\theta_3}P_3 & \frac{d}{dV_3}P_3 \\ \frac{d}{d\theta_2}Q_3 & \frac{d}{d\theta_3}Q_3 & \frac{d}{dV_3}Q_3 \end{pmatrix}$$

$$\mathrm{deparP2\theta2}(\theta2, \theta3, V3) := 10.5 \cdot \cos(\theta2) + 10.5 \cdot V3 \cdot \cos(\theta2 - \theta3)$$

$$\mathrm{deparP2\theta3}(\theta2, \theta3, V3) := -10.5 \cdot V3 \cdot \cos(\theta2 - \theta3)$$

$$\mathrm{deparP2V3}(\theta2, \theta3, V3) := 10.5 \cdot \sin(\theta2 - \theta3)$$

$$\mathrm{deparP3\theta2}(\theta2, \theta3, V3) := -10.5 \cdot V3 \cdot \cos(\theta3 - \theta2)$$

$$\mathrm{deparP3\theta3}(\theta2, \theta3, V3) := 10.0 \cdot V3 \cdot \cos(\theta3) + 10.5 \cdot V3 \cdot \cos(\theta3 - \theta2)$$

$$\mathrm{deparP3V3}(\theta2, \theta3, V3) := 10 \cdot \sin(\theta3) + 10.5 \cdot \sin(\theta3 - \theta2)$$

$$\mathrm{deparQ3\theta2}(\theta2, \theta3, V3) := -10.5 \cdot V3 \cdot \sin(\theta3 - \theta2) \qquad \mathrm{deparQ3\theta2}(0, 0, 1) = 0$$

$$\mathrm{deparQ3\theta3}(\theta2, \theta3, V3) := 10 \cdot V3 \cdot \sin(\theta3) + 10.5 \cdot V3 \cdot \sin(\theta3 - \theta2)$$

$$\mathrm{deparQ3V3}(\theta 2,\theta 3,V3) := -(10\cdot\cos(\theta 3) + 10.5\cdot\cos(\theta 3 - \theta 2) - 39.96\cdot V3)$$

$$\mathrm{deparQ3V3}(0,0,1) = 19.46$$

Arrancamos con un vector estado: $xo := \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix}$ $\quad \theta 2 := 0 \quad \theta 3 := 0 \quad V3 := 1$

Calculamos el vector

$$\begin{pmatrix} PP2 \\ PP3 \\ QQ3 \end{pmatrix} := \begin{bmatrix} 10.5\cdot\sin(\theta 2) + 10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta 2 - \theta 3) \\ 10\cdot V3\cdot\sin(\theta 3) + 10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta 3 - \theta 2) \\ -(10\cdot V3\cdot\cos(\theta 3) + 10.5\cdot V3\cdot\cos(\theta 3) - \theta 2 - 19.98\cdot V3^2) \end{bmatrix}$$

$P2 := 0.6661 \qquad P3 := -2.8655 \qquad Q3 := -1.2244$

$$\begin{pmatrix} PP2 \\ PP3 \\ QQ3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ -0.52 \end{pmatrix} \quad \begin{pmatrix} \Delta P2 \\ \Delta P3 \\ \Delta Q3 \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} P2 - PP2 \\ P3 - PP3 \\ Q3 - QQ3 \end{pmatrix} \quad \begin{pmatrix} \Delta P2 \\ \Delta P3 \\ \Delta Q3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.666 \\ -2.865 \\ -0.704 \end{pmatrix}$$

$$J(\theta 2,\theta 3,V3) := \begin{pmatrix} \mathrm{deparP2\theta 2}(\theta 2,\theta 3,V3) & \mathrm{deparP2\theta 3}(\theta 2,\theta 3,V3) & \mathrm{deparP2V3}(\theta 2,\theta 3,V3) \\ \mathrm{deparP3\theta 2}(\theta 2,\theta 3,V3) & \mathrm{deparP3\theta 3}(\theta 2,\theta 3,V3) & \mathrm{deparP3V3}(\theta 2,\theta 3,V3) \\ \mathrm{deparQ3\theta 2}(\theta 2,\theta 3,V3) & \mathrm{deparQ3\theta 3}(\theta 2,\theta 3,V3) & \mathrm{deparQ3V3}(\theta 2,\theta 3,V3) \end{pmatrix}$$

$$J(0,0,1) = \begin{pmatrix} 21 & -10.5 & 0 \\ -10.5 & 20.5 & 0 \\ 0 & 0 & 19.46 \end{pmatrix} \qquad J(0,0,1)^{-1} = \begin{pmatrix} 0.064 & 0.033 & 0 \\ 0.033 & 0.066 & 0 \\ 0 & 0 & 0.051 \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} \Delta\theta 2 \\ \Delta\theta 3 \\ \Delta V3 \end{pmatrix} := J(0,0,1)^{-1}\cdot\begin{pmatrix} \Delta P2 \\ \Delta P3 \\ \Delta Q3 \end{pmatrix} \qquad \begin{pmatrix} \Delta\theta 2 \\ \Delta\theta 3 \\ \Delta V3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0.051 \\ -0.166 \\ -0.036 \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} \theta\theta 2 \\ \theta\theta 3 \\ VV3 \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \Delta\theta 2 \\ \Delta\theta 3 \\ \Delta V3 \end{pmatrix} \qquad \begin{pmatrix} \theta\theta 2 \\ \theta\theta 3 \\ VV3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0.051 \\ -0.166 \\ 0.964 \end{pmatrix}$$

$PP2(\theta2,\theta3,V3) := 10.5\cdot\sin(\theta2) + 10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta2-\theta3)$ $\qquad PP2(0,0,1) = 0$

$PP3(\theta2,\theta3,V3) := 10\cdot V3\cdot\sin(\theta3) + 10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta3-\theta2)$ $\qquad PP3(0,0,1) = 0$

$QQ3(\theta2,\theta3,V3) := -\left(10\cdot V3\cdot\cos(\theta3) + 10.5\cdot V3\cdot\cos(\theta3) - \theta2 - 19.98\cdot V3^2\right)$ $\qquad QQ3(0,0,1) = -0.52$

Terminos del jacobiano

$J11(\theta2,\theta3,V3) := 10.5\cdot\cos(\theta2) + 10.5\cdot V3\cdot\cos(\theta2-\theta3)$ $\qquad J11(0,0,1) = 21$

$J12(\theta2,\theta3,V3) := -10.5\cdot V3\cdot\cos(\theta2-\theta3)$

$J13(\theta2,\theta3,V3) := 10.5\cdot\sin(\theta2-\theta3)$

$J21(\theta2,\theta3,V3) := -10.5\cdot V3\cdot\cos(\theta3-\theta2)$

$J22(\theta2,\theta3,V3) := 10.0\cdot V3\cdot\cos(\theta3) + 10.5\cdot V3\cdot\cos(\theta3-\theta2)$

$J23(\theta2,\theta3,V3) := 10\cdot\sin(\theta3) + 10.5\cdot\sin(\theta3-\theta2)$

$J31(\theta2,\theta3,V3) := -10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta3-\theta2)$

$J32(\theta2,\theta3,V3) := 10\cdot V3\cdot\sin(\theta3) + 10.5\cdot V3\cdot\sin(\theta3-\theta2)$

$J33(\theta2,\theta3,V3) := -\left(10\cdot\cos(\theta3) + 10.5\cdot\cos(\theta3-\theta2) - 39.96\cdot V3\right)$

$$J(\theta2,\theta3,V3) := \begin{pmatrix} J11(\theta2,\theta3,V3) & J12(\theta2,\theta3,V3) & J13(\theta2,\theta3,V3) \\ J21(\theta2,\theta3,V3) & J22(\theta2,\theta3,V3) & J23(\theta2,\theta3,V3) \\ J31(\theta2,\theta3,V3) & J32(\theta2,\theta3,V3) & J33(\theta2,\theta3,V3) \end{pmatrix}$$

Datos $\qquad P2 := 0.666 \qquad P3 := -2.8653 \qquad Q3 := -1.2244$

$S_D := 2.8653 + j\cdot 1.2244 \qquad V2 := 1.05 \qquad P3 := -2.8653 \qquad Q3 := -1.2244$

1er iteracion

$$J(0,0,1) = \begin{pmatrix} 21 & -10.5 & 0 \\ -10.5 & 20.5 & 0 \\ 0 & 0 & 19.46 \end{pmatrix} \qquad J(0,0,1)^{-1} = \begin{pmatrix} 0.064 & 0.033 & 0 \\ 0.033 & 0.066 & 0 \\ 0 & 0 & 0.051 \end{pmatrix}$$

$$J(0,0,1)^{-1}\cdot\begin{pmatrix} -PP2(0,0,1) + P2 \\ -PP3(0,0,1) + P3 \\ -QQ3(0,0,1) + Q3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0.051 \\ -0.166 \\ -0.036 \end{pmatrix} \qquad \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -0.051 \\ -0.166 \\ -0.036 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0.051 \\ -0.166 \\ 0.964 \end{pmatrix}$$

2da iteracion

$$J(-0.051,-0.166,0.964)^{-1}\cdot\begin{pmatrix} P2 - PP2(-0.051,-0.166,0.964) \\ P3 - PP3(-0.051,-0.166,0.964) \\ Q3 - QQ3(-0.051,-0.166,0.964) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -1.376\times 10^{-3} \\ -8.561\times 10^{-3} \\ -0.015 \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} -0.051 \\ -0.166 \\ 0.964 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -0.0014 \\ -0.00856 \\ -0.015 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0.052 \\ -0.175 \\ 0.949 \end{pmatrix}$$

```
M := | θ22 ← 0
     | θ33 ← 0
     | V33 ← 1
     | for v ∈ 1..4
     |   | a ← PP2(θ22, θ33, V33)
     |   | b ← PP3(θ22, θ33, V33)
     |   | c ← QQ3(θ22, θ33, V33)
     |   | d ← P2 − a
     |   | e ← P3 − b
     |   | f ← Q3 − c
     |   | JJ ← J(θ22, θ33, V33)
     |   | JINV ← JJ^-1
     |   | v ← JINV·(d, e, f)
     |   | θ22 ← θ22 + v_1
     |   | θ33 ← θ33 + v_2
     |   | V33 ← V33 + v_3
     |   | M^<v> ← (d, e, f, θ22, θ33, V33)
     | M
```

$$M = \begin{array}{c} \begin{array}{cccc} 1 & 2 & 3 & 4 \end{array} \\ \left(\begin{array}{cccc} 0.666 & 0.046 & 1.178 \times 10^{-3} & 1.035 \times 10^{-(} \Delta P2 \\ -2.865 & -0.114 & -2.474 \times 10^{-3} & -2.099 \times 10^{-} \Delta P3 \\ -0.704 & -0.247 & -8.05 \times 10^{-3} & -7.819 \times 10^{-5} \\ -0.051 & -0.052 & -0.052 & -0.052 \\ -0.166 & -0.175 & -0.175 & -0.175 \\ 0.964 & 0.949 & 0.949 & 0.949 \end{array}\right) \end{array})3$$

O sea la solucion es:

$\theta 2 := -0.052$ $\qquad$ $\theta 3 := -0.175$ $\qquad$ $V3 := 0.949$ $\qquad$ $\theta 1 := 0$

La primer iteracion esta cerca de la solucion. La tercer iteracion es muy precisa.

Ahora se calculan las incognitas explicitas

$P1 := 10.5 \cdot \sin(\theta 1 - \theta 2) + 0.949 \cdot 10 \cdot \sin(-\theta 3)$ $\qquad$ $P1 = 2.198$

$Q1 := -(1.05 \cdot 10 \cdot \cos(\theta 1 - \theta 2) + V3 \cdot 10 \cdot \cos(\theta 1 - \theta 3) - 19.98)$ $\qquad$ $Q1 = 0.149$

$Q2 := -\left[1.05 \cdot 10 \cdot \cos(\theta 2 - \theta 1) + (1.05 \cdot 0.949 \cdot 10 \cdot \cos(\theta 2 - \theta 3)) - 19.98 \cdot 1.05^2\right]$ $Q2 = 1.653$

RDM, Mayo 1 1999

EJ_6_8__.mcd

POWERFLOW DOCUMENTATION

The program will allow you to solve a powerflow on a system up to 25 buses. You can change the total load, the generator voltage schedules and the generator MW schedules using the change option.

The powerflow program allows the user to run either a Gauss-Seidel or Newton Raphson load flow algorithm, to change the data to set up specific cases and to print out the input data and the solution data. There is also a feature to allow the user to dump the solution voltages to a file so they may be read by other programs.

PROGRAM DIMENSIONS
Max number of buses = 25
Max number of branches (lines or transformers) = 40
Max number of generator buses = 20
Max number of transformers = 10

A file giving the powerflow data for the the sixbus system shown in the text is given in file SIXBUS.DAT. The format of the input file needed for the powerflow program is as follows:

First and second lines are title lines of up to 80 characters each.

number of buses (integer up to 30)
number of generators
number of branches (includes transformers and lines)
Busnumber of the swing bus

One line for each bus: Each field separated by one space.
bus number bus name p load q load volt high limit volt low limit
Note: bus name can be eight characters maximum

one line for each generator:
bus number p gen scheduled voltage q max qmin

one line for each branch:
from bus number to bus number r x bcap line flow limit
line type(see below)

Note: bcap is one half of line's total charging
line type is either LINE or TRAN, if TRAN then follow on same
line with tap bus non-tap bus tap ratio

PWRFLOW.DOC

Here is a listing of file SIXBUS.DAT:

```
SIXBUS LOAD FLOW SAMPLE SYSTEM  <-- Title line 1
----------------------------  <-- Title line 2
6  <-- Number of buses
3  <-- Number of generators[1]
11  <-- Number of branches
1   <-- Bus number for swing bus
1 BUS-1     0.0 0.0 0.95 1.05  <-- Data for first bus
2 BUS-2     0.0 0.0 0.95 1.05
3 BUS-3     0.0 0.0 0.95 1.05
4 BUS-4     0.7 0.7 0.95 1.05
5 BUS-5     0.7 0.7 0.95 1.05
6 BUS-6     0.7 0.7 0.95 1.05
1 0.0 1.05 1.0 -1.0  <-- Data for first generator
2 0.5 1.05 1.0 -1.0
3 0.6 1.07 0.6 -1.0
1  2  0.10  0.20  0.02    1.0 LINE  <-- Data for first line
1  4  0.05  0.20  0.02    1.0 LINE
1  5  0.08  0.30  0.03    1.0 LINE
2  3  0.05  0.25  0.03    1.0 LINE
2  4  0.05  0.10  0.01    1.0 LINE
2  5  0.10  0.30  0.02    1.0 LINE
2  6  0.07  0.20  0.025   1.0 LINE
3  5  0.12  0.26  0.025   1.0 LINE
3  6  0.02  0.10  0.01    1.0 LINE
4  5  0.20  0.40  0.04    1.0 LINE
5  6  0.10  0.30  0.03    1.0 LINE
```

To run the load flow enter POWERFLOW. Program will ask for input data file and then display menu of choices. See sample run below:

```
 Enter name of input data file :SIXBUS.DAT <-- user enters input file name

Do you want output on printer? (Y or N) Y <-- user entered Y to send
                                               Output to the printer


 Menu of options:


1 - print input data
```

```
2 - run Gauss-Seidel powerflow
3 - run Newton-Raphson powerflow
4 - print solution
5 - change input data
6 - write voltage solution to a file
7 - quit

Enter option >1 <-- user entered 1 to print out input data





################################# This will appear on printer ###########

file: sixbus.dat

SIXBUS LOAD FLOW SAMPLE SYSTEM
-----------------------------

 Number of Buses = 6
 number of Lines = 11
 Number of Generators = 3
 Number of Transformers = 0
 Swing Bus at bus number 1


Bus Data

Bus                                                  Voltage     Voltage      Bus
Number  Bus Name   Mw Load      Mvar Load   High Limit  Low limit    Type
------  --------  ----------  ----------  ----------  ----------  -----
     1  BUS_1      0.00000     0.00000    0.95000     1.05000  SWING
     2  BUS_2      0.00000     0.00000    0.95000     1.05000  GEN
     3  BUS_3      0.00000     0.00000    0.95000     1.05000  GEN
     4  BUS_4     70.00000    70.00000    0.95000     1.05000  LOAD
     5  BUS_5     70.00000    70.00000    0.95000     1.05000  LOAD
     6  BUS_6     70.00000    70.00000    0.95000     1.05000  LOAD

Generator Data

Bus     Mw          Scheduled  High Mvar  Low MVar
number  Generation  Voltage    Limit      Limit
------  ----------  ---------  ---------  ---------
     1     0.00000     1.0500     1.0000    -1.0000
     2     0.50000     1.0500     1.0000    -1.0000
     3     0.60000     1.0700     0.6000    -1.0000

Branch Data

From  To     Branch  Branch  Line      Branch     Branch
Bus   Bus     R        X     Charging  Mva Limit  Type
----  ----  ------  ------  --------  ---------  ------
   1     2  0.1000  0.2000  0.020000     1.0000    LIN
                                    Tap    Non-Tap  Tap
```

```
                                   Bus   Bus      Ratio
                                   ----  -------  ------
  1    4  0.0500  0.2000  0.020000      1.0000    LIN
                                   ----  -------  ------
  1    5  0.0800  0.3000  0.030000      1.0000    LIN

                                   ----  -------  ------

  2    3  0.0500  0.2500  0.030000      1.0000    LIN
                                   ----  -------  ------
  2    4  0.0500  0.1000  0.010000      1.0000    LIN
                                   ----  -------  ------


  2    5  0.1000  0.3000  0.020000      1.0000    LIN
                                   ----  -------  ------

  2    6  0.0700  0.2000  0.025000      1.0000    LIN
                                   ----  -------  ------
  3    5  0.1200  0.2600  0.025000      1.0000    LIN
                                   ----  -------  ------

  3    6  0.0200  0.1000  0.010000      1.0000    LIN
                                   ----  -------  ------

  4    5  0.2000  0.4000  0.040000      1.0000    LIN
                                   ----  -------  ------

  5    6  0.1000  0.3000  0.030000      1.0000    LIN

                                   ----  -------  ------

##########################################################################

 Menu of options:
```

```
1 - print input data
2 - run Gauss-Seidel powerflow
3 - run Newton-Raphson powerflow
4 - print solution
5 - change input data
6 - write voltage solution to a file
7 - quit

Enter option >5 <-- user selects option to change input data

Change Input Data Options:

1 - change system load
2 - change generator scheduled voltage
3 - change generator scheduled MW
4 - Return to main menu

Enter option >1  <-- user selects 1 to change load

Present total system MW load =  210.00

Enter new total load MW: 180.0 <-- user enters 180.0 as new total load

 Change Input Data Options:

1 - change system load
2 - change generator scheduled voltage
3 - change generator scheduled MW
4 - Return to main menu

Enter option > 2 <-- user enters 2 to select option to change gen voltages



Present generator voltages are :


  Generator bus  1 PU sched voltage = 1.050

  Generator bus  2 PU sched voltage = 1.050

  Generator bus  3 PU sched voltage = 1.070

 Enter generator bus number, a space, new PU scheduled voltage
 (enter 0 0 to terminate ): 1 1.06 <-- user enters 1 to indicate gen
                                            on bus 1

                                        and 1.06 as new gen voltage


  Present generator voltages are :
```

```
   Generator bus  1 PU sched voltage = 1.060 <-- new voltage now in input
                                                  data

   Generator bus  2 PU sched voltage = 1.050

   Generator bus  3 PU sched voltage = 1.070

 Enter generator bus number, a space, new PU scheduled voltage

 (enter 0 0 to terminate ):0 0 <-- user enters 0 0 to escape from this
  option


  Change Input Data Options:


1 - change system load

2 - change generator scheduled voltage

3 - change generator scheduled MW

4 - Return to main menu


Enter option > 3 <-- user enters 3 to select gen MW changes


Present generator MW schedules are :

  Generator bus  1 scheduled MW =    0.00
  Generator bus  2 scheduled MW =   50.00
  Generator bus  3 scheduled MW =   60.00
 Enter generator bus number, a space, new scheduled MW
 (enter 0 0 to terminate ): 2 55.0 <-- user enters 2 to select gen bus 2
                                       and 55.0 as new gen MW on bus 2.

 Present generator MW schedules are :


  Generator bus  1 scheduled MW =    0.00

  Generator bus  2 scheduled MW =   55.00 <-- new gen schedule

  Generator bus  3 scheduled MW =   60.00

 Enter generator bus number, a space, new scheduled MW
 (enter 0 0 to terminate ): 0 0 <-- user selects 0 0 to escape

 Change Input Data Options:

1 - change system load
```

```
2 - change generator scheduled voltage
3 - change generator scheduled MW
4 - Return to main menu

Enter option >4 <-- user enters 4 to return to main menu



 Menu of options:


1 - print input data

2 - run Gauss-Seidel powerflow

3 - run Newton-Raphson powerflow

4 - print solution

5 - change input data

6 - write voltage solution to a file
7 - quit

Enter option >3 <-- user selects 3 to run Newton load flow

*************************************************************

                    ITERATION 1

The maximum P mismatch is      0.3978
The maximum Q mismatch is      0.3608

*************************************************************

                    ITERATION 2

The maximum P mismatch is      0.0061
The maximum Q mismatch is      0.0126

*************************************************************

                    ITERATION 3

The maximum P mismatch is      0.0000
The maximum Q mismatch is      0.0000

 Gen 3 at max var limit
*************************************************************

                    ITERATION 4

The maximum P mismatch is      0.0000
The maximum Q mismatch is      0.1196
```

```
*****************************************************************

                    ITERATION 5

The maximum P mismatch is      0.0002
The maximum Q mismatch is      0.0012

*****************************************************************

                    ITERATION 6

The maximum P mismatch is      0.0000
The maximum Q mismatch is      0.0000


 Menu of options:

1 - print input data
2 - run Gauss-Seidel powerflow
3 - run Newton-Raphson powerflow
4 - print solution
5 - change input data
6 - write voltage solution to a file
7 - quit

Enter option >4 <-- user selects printout of solution

############################### This will appear on printer ##########

Load Flow Solution:

file: sixbus.dat

SIXBUS LOAD FLOW SAMPLE SYSTEM
------------------------------

From Volt.  Volt.   Mw      Mvar     Mw      Mvar    To   Mw      Mvar
Bus  Mag.   Angle   Load    Load     Gen.    Gen.    Bus  Flow    Flow
---- ------ ------ ------- ------- ------- ------- ---- ------- -------
1   1.600   0.000   0.00    0.00     69.74   30.47

                                                        2   15.03   -4.23
                                                                     Mva
                                                                     Flow
                                                                     -------

                                                                     15.62
                                                        4   30.15    21.67
                                                                     37.13
                                                        5   24.56    13.04

                                                                     27.81
   2 1.0500 -1.650    0.00    0.00    55.00    49.57

                                                        1  -14.83     0.19
```

							3	-0.38	-7.08
									7.09
							8	-7.08	7.09
							4	34.43	32.54
									47.38
							5	14.61	11.74
									18.74
							6	21.17	12.18
									24.42
3	1.0592	-1.698	0.00	0.00	60.00	60.00			
							2	0.39	0.44
									0.59
							5	19.02	14.04
									23.64
							6	40.59	45.52
									60.99
4	1.0017	-2.609	60.00	60.00					
							1	-29.49	-23.28
									37.57
							2	-33.38	-32.55
									46.62
							5	2.87	-4.17
									5.06
5	0.9967	-3.286	60.00	60.00					
							1	-23.94	-17.06
									29.40
							2	-14.24	-14.82
									20.55
							3	-18.33	-17.83
									25.57
							4	-2.85	-3.79
									4.74
							6	-0.64	-6.50
									6.53
6	1.0079	-3.377	60.00	60.00					
							2	-20.74	-16.26
									26.36
							3	-39.91	-44.25
									59.59
							5	0.66	0.51
									0.83

```
  Mw gen                    =  184.74
  Mvar gen                  =  140.05
  Mw load                   =  180.00
  Mvar load                 =  180.00
  Total I2R Mw losses       =    4.74
  Total I2X Mvar losses     =   14.81
  Total charging Mvar       =   54.76

##########################################################################
 Menu of options:

1 - print input data
2 - run Gauss-Seidel powerflow
3 - run Newton-Raphson powerflow
4 - print solution
5 - change input data
6 - write voltage solution to a file
7 - quit

Enter option >6  <-- user enters 6 to select output of solution
Enter name of solution data file :SOL6-1.DAT  <-- user enters solution
                                                  file name




 Menu of options:

1 - print input data
2 - run Gauss-Seidel powerflow
3 - run Newton-Raphson powerflow
4 - print solution
5 - change input data
6 - write voltage solution to a file
7 - quit

Enter option >7 <-- user quits
```

PARTE 9

SEGURIDAD DE OPERACION

SEGURIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA -

ANALISIS DE CONTINGENCIAS

El analisis consiste en verificar que no haya violacion de limites de capacidad en ninguna componente en la red cuando ocurre una falla de alguna de sus componentes u ocurran cambios bruzcos de carga o generacion. Esta verificacion se debe efectuar para todas las fallas probables, consideradas una por vez. No se consideran fallas multiples a menos que sean producidas por un mismo evento. Caidas concatenadas, no son consideradas si el sistema se opera en forma confiable.

Para redes de extension limitada el metodo a ser usado es el de correr un Flujo de Potencia para el estado actual y uno para cada uno de los estados resultantes luego de cada conringencia Este analisis se debe efectuar en tiempo real. El tiempo de ejecucion y el ciclo de corrido deben ser cortos. El problema es que si se desea efectuar un analisis muy preciso y comprehensivo, para redes de extension media o grande, con los equipos de computacion actualmente disponibles, el tiempo requerido para la ejecucion del analisis lo haria inusable por tenerse los resultados del analisis muy tardios.

Para redes medias se usan los metodos de calculo rapido para determinacion de flujos de potencia en las ramas de la red. Asi se pasa del uso de metodos mas exactos, utilizando por ejemplo el FPCA de N-R (Flujo de Potencia de Newton-Raphson completo) a la utilizacion del metodo N-R desacoplado que aunque es iterativo presenta la ventaja de reducir la dimensionalidad y de que en su forma simplificada no requiere el computo del Jacobiano en cada iteracion, o a la utilizacion del FPCC llamado de corriente continua por consistir en un problema lineal que no requiere iteracion.

En casos de redes extensas la solucion adoptada es la de usar metodos de calculo aproximados pero lo suficientemente rapidos como para correr en tiempos del orden del minuto. Estos son:

- Uso de factores de sensibilidad, linearizando el flujo de potencia alrededor del punto de operacion.
- Mitigacion concentrica.(Concentric Relaxation)
- Acoplamiento.(Bounding)

Otro procedimiento es el de una reduccion del numero de casos de consistencia a ser analizados por medio de una seleccion previa. Asi se puede utilizar un metodo mas rapido y aproximado para descartar casos de la lista completa de casos a ser analizados. Solo los casos mas criticos son estudiados por un metodo mas exacto pero menos rapido.

A continuacion se describen estos metodos:

1 - Factores lineales de sensibilidad

A partir del estado en tiempo real de la red, para cada contingencia se calculan los flujos post-contingencia de todas las ramas de la red, mediante el uso de factores precalculados . Por comparacion de estos valores con sus limites se verifica la existencia o no de violaciones. Para mejorar la exactitud es necesario el precalculo de los factores de linealizacion para varios estados de carga y de configuracion del sistema. A partir del estado a tiempo real de la red, para cada contingencia se calculan los flujos post-contingencia de todas las ramas de la red, mediante el uso de factores precalculados .

Por comparacion de estos valores con sus limites se verifica la existencia o no de violaciones. En caso de violacion la funcion produce mensajes de alarma al operador.

Para mejorar la exactitud es necesario el precalculo de los factores de linealizacion para varios estados de carga y de configuracion del sistema. Como el calculo de estos factores depende del punto de operacion asumido para efectuar el calculo, estos factores produciran resultados menos exactos si el sistema esta operando en un estado lejano al que fue asumido para el calculo de los factores. Recuerdese que la linealizacion solo es aceptable dentro de un entorno de operacion del sistema.

Un mejoramiento del metodo es efectuar el precalculo de estos factores, corriendo un programa a tiempo real con un ciclo menos frecuente que el que corre el programa de analisis de contingencias. Sin embargo siempre es necesario el precalculo fuera de linea para disponer de tablas de factores correspondientes a estados previamente asumidos para ser usado en caso de cambios en configuracion.

1 a - Fallas consistentes en cambios bruzcos de injeccion en barra

$$a_{li} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_i}$$

donde a_{li} es factor que determina la relacion entre el cambio en el flujo en la linea l para un cambio en la injeccion en barra i

Δf_l es el cambio en flujo en linea l

ΔP_i es el cambio en la injeccion en barra i

ΔP_i es la contingencia del cambio de potencia de injeccion en barra i.

Δf_i es el efecto correspondiente (cambio en el flujo de potencia) en la linea l de la red. Notar que el efecto se estima como una aproximacion lineal.

Notar que hay tantos factores "a" como lineas en la red, para cada contingencia de un cambio de injeccion en barra i . El numero de factores a es igual al producto del # de ramas por el # barras.

O sea : el nuevo flujo en linea l es $f_l^{(v)} = f_l^{(0)} + \Delta P_i \cdot a_{li}$

donde $f_l^{(v)}$ es el flujo en linea l luego de la contingencia

$f_l^{(0)}$ es el flujo en linea l antes de la contingencia

Si hay cambios de injeccion en varias barras entonces aplicando superposicion, lo que es valido por ser una aproximacion lineal, se obtiene:

$$\Delta f_l = \sum_i a_{li} \cdot \Delta P_i$$

i - indice de barras con cambio de injec.

l - indice de la linea o rama donde se calcula el cambio en flujo

Practicamente este cambio simultaneo de injeccion se produce cuando por ejemplo hay un cambio de generacion en una de las barras de la red. Entonces por accion del CAG (control automatico de generacion) sobre los governadores de otras barras generadoras se producen cambios de injeccion en estas otras barras. O sea que el CAG trata de balancear la contingencia original.
Notese que estos cambios de injeccion pueden ser positivos o negativos. Corte de carga o corte de generacion.

En el caso de cambios de generacion en varias barras de generacion, producidos por el CAG como reaccion a una contingencia de cambio de injeccion en una de las barras se puede correlacionar estas reacciones puesto que el CAG calcula los requerimientos de generacion en proporcion al ECA (error de control de area) que lo divide entre las unidades generadoras que controla en proporcion al margen de generacion disponible de las mismas. En este momento asumimos que la correccion necesaria no lleva las unidades regulantes a su limite de capacidad. Sin embargo la funcion de analisis de contingencia
debe tambien producir un mensaje de alarma si esta violacion ocurriera.

Se define el coeficiente de reparticion γ

$$\gamma_k = \frac{P_k^{\langle max \rangle} - P_k}{\sum_j \left(P_j^{\langle max \rangle} - P_j \right)}$$

Donde k es una de las barras regulantes donde se calcula el cambio de injeccion ordenado por el CAG

j es el indice de las barras regulantes excluyendo la barra i si esta tambien fuera regulante

"i" es la barra que inicio la contingencia del cambio de injeccion de potencia ΔP_i
Entonces los cambios en las barras regulantes se calculan:

$$\Delta P_k = \gamma_k \cdot \Delta P_i$$

Entonces la superposicion de efectos en la barra "l" da un valor de flujo post contingencia:

$$f_l^{(\upsilon)} = f_l^{(0)} + a_{li} \cdot \Delta P_i + \sum_k a_{lk} \cdot \gamma_k \cdot \Delta P_i$$

1 b - Fallas consistentes en caidas de linea.

Se define el factor para calcular el efecto de la caida de la linea "k" sobre la linea "l"

$$d_{lk} = \frac{\Delta f_l}{f_k}$$

O sea el flujo en la linea l luego de la caida de la linea k que tenia un flujo $f_k^{(0)}$

$$f_l^{v} = f_l^{(0)} + d_{lk} \cdot f_k^{(0)}$$

Estos factores de sensibilidad deben ser precalculados para varios conjuntos de estados de la red. El estado de la red cuando se corre el analisis de contingencias debe ser cercano al estado usado para el precalculo de factores "d" .
O sea que deberiamos repetir aqui, iguales comentarios que los dados anteriormente para los factores "a".

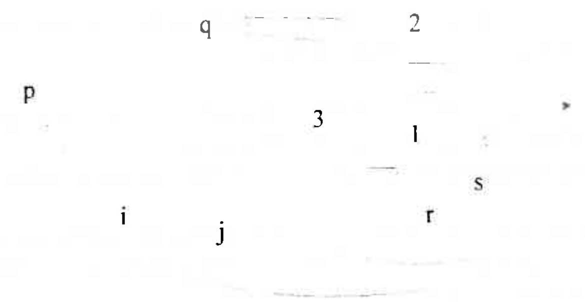
2 - Mitigacion Concentrica.

Solo analiza defectos por caida de rama

En una red extensa, en general, la falla de una componente de la red no se siente muy lejos de la ubicacion de dicha componente. Partes de la red que estan mas alejadas de 2 o tres lineas o transformadores, del defecto no experimentan cambios de voltaje o defasaje. Se puede asi, reducir la dimensionalidad del analisis de flujo de potencia considerando.

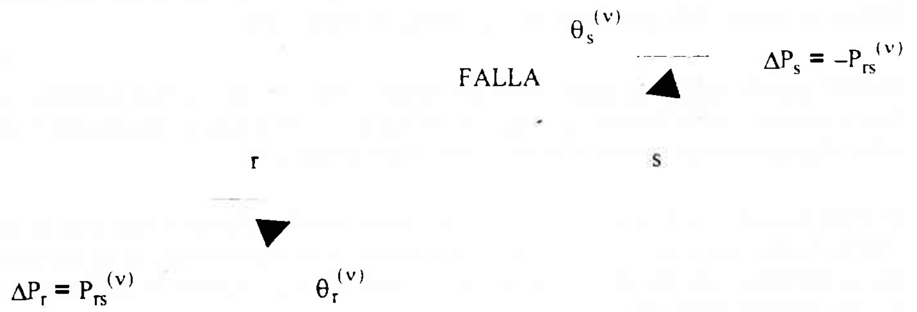
La frontera se elige como barras de referencia donde los V y los θ son conocidos. Dentro de la zona elegida se determinan violaciones y entonces podemos sea terminar el ciclo del programa o podemos determinar una lista reducida de casos a ser analizados por un metodo mas exacto.

Con estas injecciones, para el resto de la red, es como si la linea (o componente de la red) estuviese abierta.



La linea rs sale cuando inicialmete tenia un flujo de potencia $Prs^{(0)}$

Se simula la salida de la linea r-s por medio de las siguientes injecciones en las barras r y s



Un teorema de circuitos indica que al estar la linea p-q (zona 2) mas alejada que las barras i y j en zona 3 se puede probar que

$$\left|\Delta\theta_p - \Delta\theta_q\right| < \left|\Delta\theta_i - \Delta\theta_j\right|$$

Elejimos las barras i y j como las que dan el mayor $\left|\Delta\theta_i - \Delta\theta_j\right|$ en zona 3

Usando la formula de CC para la linea p - q

$$\Delta\theta_p - \Delta\theta_q = \Delta P_{pq} \cdot x_{pq}$$

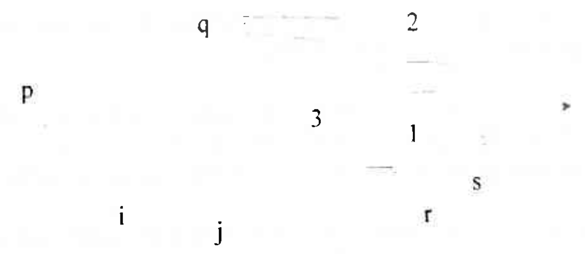
Elegimos la linea p - q como la que tiene menor margen para alcanzar el limite de capacidad.

pq en zona 2 con $\min\left(LMP_{pq} - P_{pq}\right)$ donde LMP_{pq} es el limite maximo de rama p-q

Entonces el valor $\min\left(LMP_{pq} - P_{pq}\right) \cdot x_{pq}$

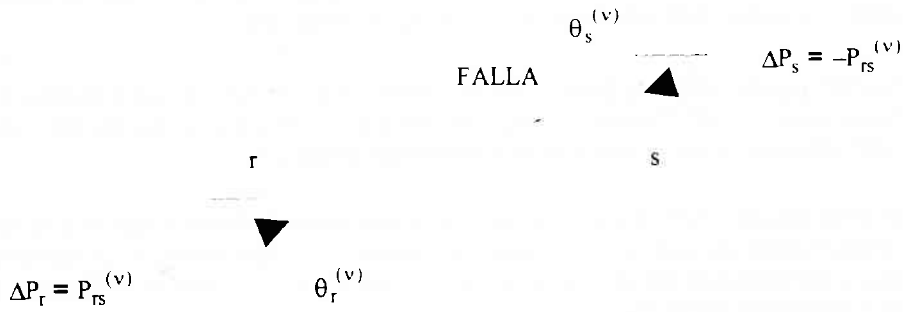
debe ser menor que el major $\left|\Delta\theta_i - \Delta\theta_j\right|$ en zona 3 para que no exista violacion en z 2

Con estas injecciones, para el resto de la red, es como si la linea (o componente de la red) estuviese abierta.



La linea rs sale cuando inicialmete tenia un flujo de potencia $Prs^{(0)}$

Se simula la salida de la linea r-s por medio de las siguientes injecciones en las barras r y s



Un teorema de circuitos indica que al estar la linea p-q (zona 2) mas alejada que las barras i y j en zona 3 se puede probar que

$$|\Delta\theta_p - \Delta\theta_q| < |\Delta\theta_i - \Delta\theta_j|$$

Elejimos las barras i y j como las que dan el mayor $|\Delta\theta_i - \Delta\theta_j|$ en zona 3

Usando la formula de CC para la linea p - q

$$\Delta\theta_p - \Delta\theta_q = \Delta P_{pq} \cdot x_{pq}$$

Elegimos la linea p - q como la que tiene menor margen para alcanzar el limite de capacidad.

pq en zona 2 con $\min(LMP_{pq} - P_{pq})$ donde LMP_{pq} es el limite maximo de rama p-q

Entonces el valor $\min(LMP_{pq} - P_{pq}) \cdot x_{pq}$

debe ser menor que el major $|\Delta\theta_i - \Delta\theta_j|$ en zona 3 para que no exista violacion en z 2

Descripcion del programa Flujo de Potencia Optimizado. (FPO)

Sea la funcion Objetivo
el costo de generacion:

$$f = \sum_{i=1}^{n} F_i(P_i) + F_k(P_k)$$

i - Cubre todos los gen. con excepcion del de refer.
k - Barra refer.

Las variables del problema se dividen en los siguientes grupos:

Vector de estado:

$$X := \begin{pmatrix} \theta_j \\ V_j \\ \theta_i \end{pmatrix}$$

j - Cubre todas las barras de carga
Barras PQ

i - Cubre todas las barras de generacion
Barras PV

O sea X incluye las variables, que son incognitas implicitas en las ecuaciones del FP

Definimos un vector Y conteniendo todas las variables que deben ser conocidas para correr el FP (y resolverlo).

$$Y := \begin{pmatrix} \theta_k \\ V_k \\ P_i \\ V_i \\ P_j \\ Q_j \end{pmatrix}$$

Donde
:

$\theta_k := 1$

k - Barra de Referencia

i - Barras PV

j - Barras PQ

Dividamos el vector Y en dos:

Un vector U que contiene todas las variables que queremos controlar o ajustar durante la optimizacion.

Un vector P que contiene las variables de Y que son parametros fijos del problema.

$$U := \begin{pmatrix} V_k \\ P_i \\ V_i \end{pmatrix} \qquad P := \begin{pmatrix} P_j \\ Q_j \end{pmatrix} \qquad Y := \begin{pmatrix} U \\ P \end{pmatrix}$$

CPF14_bi

Las ecuaciones del FP correspondientes al conjunto de las condiciones a ser cumplidas durante la optimizacion se pueden escribir como el vector de discrepancias (mismatch) de injeccion en barras (con excepcion de la barra de ref.)

$$G(X,Y) := \begin{pmatrix} P_j(X) - P_j \\ Q_j(X) - Q_j \\ P_i(X) - P_i \end{pmatrix}$$

i - barras de generacion (PV), excluyendo ref.

j - barras de carga (PQ)

Este vector tiene m componentes: m = 2 bc + bg - 1
donde bc es el numero de barras de carga
bg el de barras de generacion (todas)

La generacion en la barra de referencia (Pk) es una variable dependiente del vector de estado X . Las demas generaciones (Pi) son variables de control o ajuste y por tanto parte del vector U.

La funcion objetivo, que aqui fue asumida como la funcion de costo se puede escribir:

$$f(X,U) := \sum_{i=1}^{bg-1} F_i(P_i) + F_k(P_k(X))$$

La ecuacion de LAGRANGE :

$$\Gamma(X,U,\lambda) := \sum_{i=1}^{bg-1} F_i(P_i) + F_k(P_k)(X) + (\lambda_1 \;\; \lambda_2 \;\; .. \;\; \lambda_m)\cdot \begin{pmatrix} P_j(X) - P_j \\ Q_j(X) - Q_j \\ P_i(X) - P_i \end{pmatrix}$$

Para minimizar calculamos el vector gradiente de Γ. El vector gradiente es el vector cuyas componentes son las derivadas parciales de Γ .Luego calculamos un nuevo estado moviendonos en el sentido contrario al gradiente (queremos minimizar).

Es conveniente dividir el espacio completo correspondiente a todas las variables en tres espacios X,U y λ . Formamos asi tres vectores gradiente. Uno para cada espacio. Cada uno con las componentes correspondientes a cada espacio.

El vector gradiente de Γ en el espacio X es :

GRAD Γ_X = der_par f / X + der_par [(λ1 ... λm)*G]/X (1)

CPF14_11

9-8

El vector gradiente de Γ en el espacio U es :

$$\text{GRAD } \Gamma\_U = \text{der\_par } f / U + \text{der\_par } [(\lambda 1 \ldots \lambda m)*G]/U \qquad (2)$$

El vector gradiente de Γ en el espacio (λ1,...λm) es :

$$\text{GRAD } \Gamma\_\lambda = \text{der\_par } [(\lambda 1 \ldots \lambda m)*G]/\lambda$$

O sea

$$\text{GRAD } \Gamma\_\lambda = G \qquad \text{(Ecuaciones del FP)} \qquad (3)$$

Podemos calcular alguno de estos vectores

$$\text{der\_par } f / X = \text{der\_par } Fk(Pk)/X = \text{der\_parFk(Pk)/Pk} * \begin{pmatrix} \text{der\_parPk}_{\theta.j} \\ \text{der\_parPk}_{V.j} \\ \text{der\_parPk}_{\theta.i} \end{pmatrix}$$

$$\text{der\_par } [(\lambda 1 \ldots \lambda m)*G]/X = \text{Jacobian}^{T} \cdot \begin{pmatrix} \lambda 1 \\ \vdots \\ \lambda m \end{pmatrix}$$

Donde

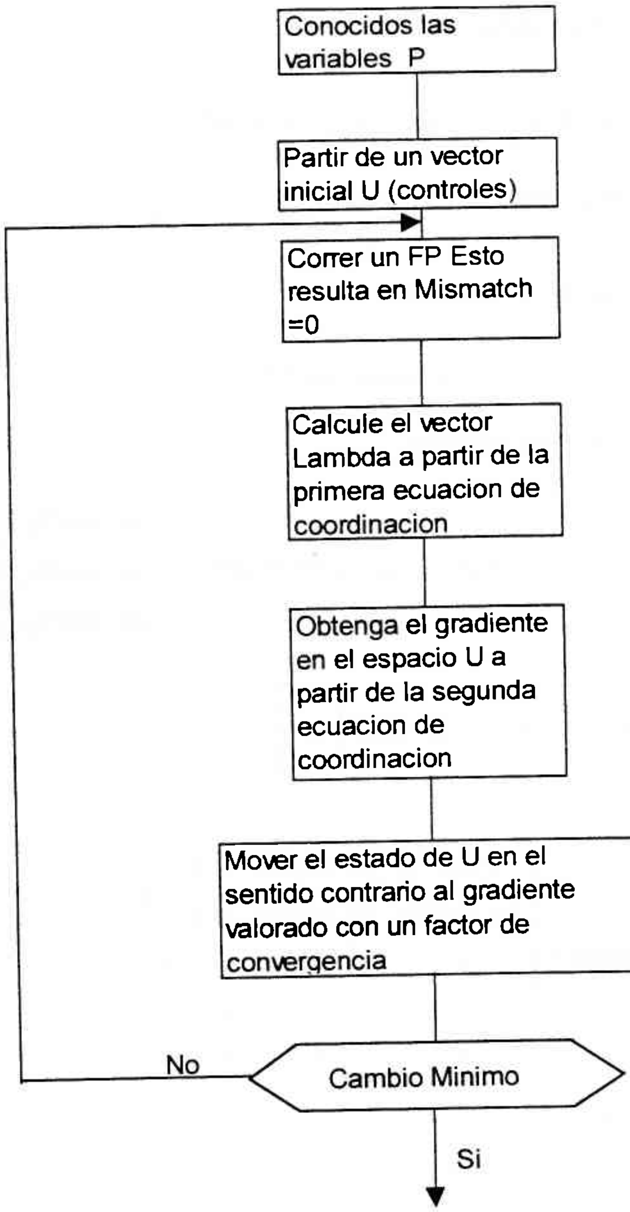
$$\text{Jacobian} := \begin{pmatrix} \text{der\_parPj}_{\theta j} & \text{der\_parPj}_{Vj} & \cdots \\ \text{der\_parQj}_{\theta j} & \text{der\_parQj}_{Vj} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \cdots \\ \vdots & \vdots & \cdots \\ \vdots & \vdots & \cdots \end{pmatrix}$$

$$\text{der\_par } f / U = \begin{pmatrix} \text{der\_parFi}_{Pi} \\ \vdots \\ \vdots \end{pmatrix}$$

$$\text{der\_par } [(\lambda 1 \ldots \lambda m)*G]/U = \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{pmatrix}$$

OPF14_0i

1-0



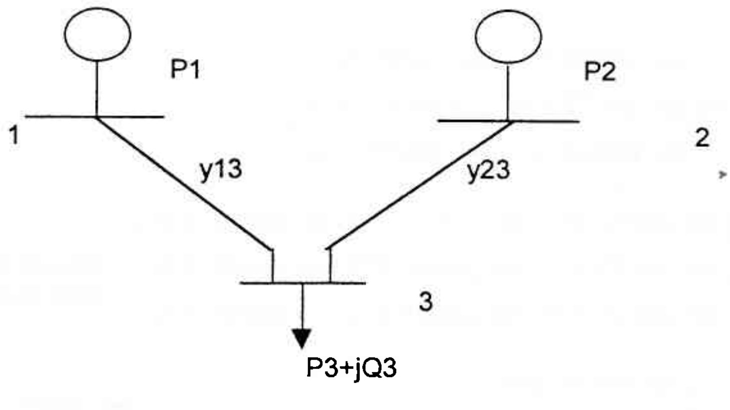
RDM - Agosto 1999

UPF14_01

1-17

FLUJO DE POTENCIA OPTIMIZADO

EJEMPLO 13B



Datos $\quad \theta1 := 0 \quad P2 := 1.7$ pu $\quad P3 := 2 \quad Q3 := 1$

$y13 := 4 - j\cdot 10 \quad y23 := 4 - j\cdot 5$

Las unicas variables de control son V1 y V2 (Esto es arbitrario puesto que tambien se podria controlar P2. Pero se asume que P2 es un parametro fijo del problema)

$$U := \begin{pmatrix} V1 \\ V2 \end{pmatrix} \qquad X := \begin{pmatrix} \theta2 \\ \theta3 \\ V3 \end{pmatrix} \qquad P := \begin{pmatrix} P2 \\ P3 \\ Q3 \end{pmatrix}$$

El objetivo elegido es el de minimizar las perdidas, aplicando el metodo del gradiente

$$\Gamma(X,U) = \text{Perdidas}(U) + \begin{pmatrix} \lambda1 & \lambda2 & \lambda3 \end{pmatrix}\cdot\begin{pmatrix} P2(X,U) - P2 \\ P3(X,U) - P3 \\ Q3(X,U) - Q3 \end{pmatrix}$$

El gradiente de la funcion de LAGRANGE en el espacio de control U es:

$$\Delta\Gamma_u = \begin{pmatrix} \text{der\_par(Perdidas\_V1)} \\ \text{der\_par(Perdidas\_V2)} \end{pmatrix} + \text{der\_par(G\_U)}^T\cdot\begin{pmatrix} \lambda1 \\ \lambda2 \\ \lambda3 \end{pmatrix}$$

El gradiente de Γ en el espacio X es:

$$\Delta\Gamma_x = \begin{pmatrix} \text{der\_par(Perdidas\_}\theta2) \\ \text{der\_par(Perdidas\_}\theta3) \\ \text{der\_par(Perdidas\_V3)} \end{pmatrix} + \text{der\_par(G\_X)}^T\cdot\begin{pmatrix} \lambda1 \\ \lambda2 \\ \lambda3 \end{pmatrix}$$

Tenemos que establecer la funcion Perdidas como funcion de U y X. En este caso como P2 y P3 son fijos, la funcion Perdidas varia como varia P1. O sea ΔPerdidas = ΔP1 y si queremos minimizar Perdidas tenemos que minimizar P1. O sea que podemos calcular las
der_par(Perdidas) por der_par(P1)

$$\mathrm{der\_par}(G\_U) = \begin{pmatrix} \mathrm{der\_par}(P2\_V1) & \mathrm{der\_par}(P2\_V2) \\ \mathrm{der\_par}(P3\_V1) & \mathrm{der\_par}(P3\_V2) \\ \mathrm{der\_par}(Q3\_V1) & \mathrm{der\_par}(Q3\_V2) \end{pmatrix}$$

$$\mathrm{der\_par}(G\_X) = \begin{pmatrix} \mathrm{der\_par}(P2\_\theta 2) & \mathrm{der\_par}(P2\_\theta 3) & \mathrm{der\_par}(P2\_V3) \\ \mathrm{der\_par}(P3\_\theta 2) & \mathrm{der\_par}(P3\_\theta 3) & \mathrm{der\_par}(P3\_V3) \\ \mathrm{der\_par}(Q3\_\theta 2) & \mathrm{der\_par}(Q3\_\theta 3) & \mathrm{der\_par}(Q3\_V3) \end{pmatrix}$$

Que es el jacobiano de la red

$$\mathrm{der\_par}(P1\_X) = \begin{pmatrix} \mathrm{der\_par}(P1\_\theta 2) \\ \mathrm{der\_par}(P1\_\theta 3) \\ \mathrm{der\_par}(P1\_V3) \end{pmatrix} \qquad \mathrm{der\_par}(P1\_U) = \begin{pmatrix} \mathrm{der\_par}(P1\_V1) \\ \mathrm{der\_par}(P1\_V2) \end{pmatrix}$$

$$\Delta\Gamma_u = \mathrm{der\_par}(P1\_U) + \mathrm{der\_par}(G\_U)^T \cdot \begin{pmatrix} \lambda 1 \\ \lambda 2 \\ \lambda 3 \end{pmatrix} \qquad (1)$$

$$\Delta\Gamma_x = \mathrm{der\_par}(P1\_X) + \mathrm{der\_par}(G\_X)^T \cdot \begin{pmatrix} \lambda 1 \\ \lambda 2 \\ \lambda 3 \end{pmatrix} \qquad (2)$$

El procedimiento iterativo para llegar al minimo de perdidas en la red variando los voltajes en las barras 1 y 2 se efectua como sigue:

1 - A partir de un estado inicial de la red, el cual se calcula a partir de un flujo de Potencia corrido a partir de un ajuste inicial en el vector U, se calcula el vector de λ's, usando ecuacion (2).

$$(-1)\cdot\left(\mathrm{der\_par}(G\_X)^T\right)^{-1}\cdot \mathrm{der\_par}(P1\_X) = \begin{pmatrix} \lambda 1 \\ \lambda 2 \\ \lambda 3 \end{pmatrix}$$

2 - Usando (1) calculamos $\Delta\Gamma_u$

3 -Con el cual podemos movernos en el espacio de control

calculando un nuevo estado: $\begin{bmatrix} V1^{(1)} \\ V2^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V1^{(0)} \\ V2^{(0)} \end{bmatrix} - \alpha\cdot\Delta\Gamma_u$

Entonces volvemos al paso 1 y repetimos los pasos hasta el 3 hasta que verifiquemos convergencia

RDM - 7/8/99

(Sigue en Ej13b001)

CALCULOS PARA EL EJERCICIO 13b

Matriz de admitancias

$$Y := \begin{pmatrix} 4-10j & 0 & -4+10j \\ 0 & 4-5j & -4+5j \\ -4+10j & -4+5j & 8-15j \end{pmatrix}$$

Ecuaciones de la red

$$P1 := 4\cdot V1^2 + V1\cdot V3\cdot(-4\cdot\cos(\theta3) - 10\cdot\sin(\theta3))$$

$$P2 := 4\cdot V2^2 + V2\cdot V3\cdot(-4\cdot\cos(\theta2-\theta3) + 5\cdot\sin(\theta2-\theta3))$$

$$P3 := V1\cdot V3\cdot(-4\cdot\cos(\theta3-\theta1) + 10\cdot\sin(\theta3-\theta1)) + V2\cdot V3\cdot(-4\cdot\cos(\theta3-\theta2) + 5\cdot\sin(\theta3-\theta2)) + 8\cdot V$$

$$Q3 := V1\cdot V3\cdot(-4\cdot\sin(\theta3-\theta1) - 10\cdot\cos(\theta3-\theta1)) + V2\cdot V3\cdot(-4\cdot\sin(\theta3-\theta2) - 5\cdot\cos(\theta3-\theta2)) + V3^{\cdot}$$

Derivadas parciales

Se usa la siguiente nomenclatura (ejemplo tipico)

Derivada parcial de P1 con respecto a V1 = P1V1

$$P1V1 := 8\cdot V1 + V3\cdot(-4\cdot\cos(\theta3) - 10\cdot\sin(\theta3))$$

Matrices Jacobianas

$$G_u(V1, V2, V3, \theta2, \theta3) := \begin{pmatrix} P2V1 & P2V2 \\ P3V1 & P3V2 \\ Q3V1 & Q3V2 \end{pmatrix}$$

$$G_x(V1, V2, V3, \theta2, \theta3) := \begin{pmatrix} P2\theta1 & P2\theta2 & P2V3 \\ P2\theta1 & P2\theta2 & P2V3 \\ Q3\theta1 & Q3\theta2 & Q3V3 \end{pmatrix}$$

El estado inicial en las variables de control es: $U^{(0)} := \begin{pmatrix} 1.1 \\ 0.9 \end{pmatrix}$ $\begin{pmatrix} V1 \\ V2 \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} 1.1 \\ 0.9 \end{pmatrix}$

El estado inicial de las variables de estado es: $X^0 := \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix}$ $\begin{pmatrix} \theta2 \\ \theta3 \\ V3 \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix}$

Corremos el FP usando un programa ya existente como el PowerGen. (ver hojas adjuntas)
Obtenemos:

$P1 := 0.9352$ Perdidas $:= 0.6353$ $V1 := 1.1$ $V2 := 0.9$ $V3 := 0.8567$

$\theta1 := 0$ $\theta2 := 21.318deg$ $\theta3 := 0.825deg$

$\theta2 = 0.372$ $\theta3 = 0.014$

CALCULOS PARA EL EJERCICIO 13b Viene del EJ13b001.mcd

$P1(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := 4\cdot V1^2 - V1\cdot V3\cdot(4\cos(\theta3) + 10\cdot\sin(\theta3))$

$P2(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := 4\cdot V2^2 + V2\cdot V3\cdot(-4\cdot\cos(\theta2 - \theta3) + 5\cdot\sin(\theta2 \cdot -\theta3))$ $\theta1 := 0$

$P3(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := V1\cdot V3\cdot(-4\cdot\cos(\theta3) + 10\cdot\sin(\theta3)) - V2\cdot V3\cdot[4\cdot\cos(\theta3 - \theta2)\cdot -5\cdot\sin(\theta3 - \theta2)] + 8\cdot V3^2$

$Q3(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := V1\cdot V3\cdot(-4\cdot\sin(\theta3) - 10\cdot\cos(\theta3)) + V2\cdot V3\cdot(-4\cdot\sin(\theta3 - \theta2) - 5\cdot\cos(\theta3 - \theta2)) + V3^2\cdot 15$

Derivadas parciales

$P1\theta2(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := 0$ $P1\theta3(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := V1\cdot V3\cdot(4\cdot\sin(\theta3) - 10\cdot\cos(\theta3))$

$P1V3(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := -V1\cdot(4\cos(\theta3) + 10\cdot\sin(\theta3))$ $P2V1(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := 0$

$P1V1(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := 8\cdot V1 - V3\cdot(4\cos(\theta3) + 10\cdot\sin(\theta3))$

$P1V2(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := 0$

$P3V1(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := V3\cdot(-4\cdot\cos(\theta3) + 10\cdot\sin(\theta3))$ $P3V1(1,1,1,0,0) = -4$

$P3V2(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := V3\cdot(4\cdot\cos(\theta3 - \theta2)\cdot -5\cdot\sin(\theta3 - \theta2))$

$Q3V1(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := V3\cdot(-4\cdot\sin(\theta3) - 10\cdot\cos(\theta3))$

$Q3V2(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := V3\cdot(-4\cdot\sin(\theta3 - \theta2) - 5\cdot\cos(\theta3 - \theta2))$

$P2V2(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := 8\cdot V2 + V3\cdot(-4\cdot\cos(\theta2 - \theta3) + 5\cdot\sin(\theta2 \cdot -\theta3))$

$P2V3(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := V2\cdot(-4\cdot\cos(\theta2 - \theta3) + 5\cdot\sin(\theta2 - \theta3))$

$P2\theta2(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := V2\cdot V3\cdot(4\cdot\sin(\theta2 - \theta3) + 5\cdot\cos(\theta2 - \theta3))$

$P2\theta3(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := V2\cdot V3\cdot(-4\cdot\sin(\theta2 - \theta3) - 5\cdot\cos(\theta2 - \theta3))$

$P3V3(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := V1\cdot(-4\cdot\cos(\theta3) + 10\cdot\sin(\theta3)) - V2\cdot(4\cdot\cos(\theta3 - \theta2) - 5\cdot\sin(\theta3 - \theta2)) + 16\cdot V3^2$

$P3\theta2(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := -[V2\cdot V3\cdot(4\cdot\sin(\theta3 - \theta2) + 5\cdot\cos(\theta3 - \theta2))]$

$P3\theta3(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := V1\cdot V3\cdot(4\cdot\sin(\theta3) + 10\cdot\cos(\theta3)) + V2\cdot V3\cdot(4\cdot\sin(\theta3 - \theta2) + 5\cdot\cos(\theta3 - \theta2))$

$Q3V3(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := V1\cdot(-4\cdot\sin(\theta3) - 10\cdot\cos(\theta3)) + V2\cdot(-4\cdot\sin(\theta3 - \theta2) - 5\cdot\cos(\theta3 - \theta2)) + V3\cdot 30$

$Q3\theta2(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := V2\cdot V3\cdot(4\cdot\cos(\theta3 - \theta2) - 5\cdot\sin(\theta3 - \theta2))$

$Q3\theta3(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) := V1\cdot V3\cdot(-4\cdot\cos(\theta3) + 10\cdot\sin(\theta3)) + V2\cdot V3\cdot(-4\cdot\cos(\theta3 - \theta2) + 5\cdot\sin(\theta3 - \theta2))$

7 - 1

Partimos de los valores iniciales obtenidos por el primer FP.

$V1 := 1.1 \quad V2 := 0.9 \quad V3 := 0.8567 \quad \theta 1 := 0 \quad \theta 2 := 21.318\,deg \quad \theta 3 := 0.825\,deg$

Aplicando el metodo del gradiente en el espacio X:

$$GX := \left| \begin{array}{l} P2\theta 2 \leftarrow P2\theta 2(V1, V2, V3, \theta 2, \theta 3) \\ P2\theta 3 \leftarrow P2\theta 3(V1, V2, V3, \theta 2, \theta 3) \\ P2V3 \leftarrow P2V3(V1, V2, V3, \theta 2, \theta 3) \\ P3\theta 2 \leftarrow P3\theta 2(V1, V2, V3, \theta 2, \theta 3) \\ P3\theta 3 \leftarrow P3\theta 3(V1, V2, V3, \theta 2, \theta 3) \\ P3V3 \leftarrow P3V3(V1, V2, V3, \theta 2, \theta 3) \\ Q3\theta 2 \leftarrow Q3\theta 2(V1, V2, V3, \theta 2, \theta 3) \\ Q3\theta 3 \leftarrow Q3\theta 3(V1, V2, V3, \theta 2, \theta 3) \\ Q3V3 \leftarrow Q3V3(V1, V2, V3, \theta 2, \theta 3) \\ GX \leftarrow \left(\begin{pmatrix} P2\theta 2 & P2\theta 3 & P2V3 \\ P3\theta 2 & P3\theta 3 & P3V3 \\ Q3\theta 2 & Q3\theta 3 & Q3V3 \end{pmatrix}^{T} \right)^{-1} \end{array} \right.$$

$$FX := \left| \begin{array}{l} P1\theta 2 \leftarrow P1\theta 2(V1, V2, V3, \theta 2, \theta 3) \\ P1\theta 3 \leftarrow P1\theta 3(V1, V2, V3, \theta 2, \theta 3) \\ P1V3 \leftarrow P1V3(V1, V2, V3, \theta 2, \theta 3) \\ FX \leftarrow \begin{pmatrix} P1\theta 2 \\ P1\theta 3 \\ P1V3 \end{pmatrix} \end{array} \right.$$

$$GX = \begin{pmatrix} 0.259 & 0.065 & -0.05 \\ 0.111 & 0.101 & 0.028 \\ 0.016 & -0.012 & 0.072 \end{pmatrix} \qquad FX = \begin{pmatrix} 0 \\ -9.368 \\ -4.558 \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} \lambda 1 \\ \lambda 2 \\ \lambda 3 \end{pmatrix} := -GX \cdot FX \qquad \begin{pmatrix} \lambda 1 \\ \lambda 2 \\ \lambda 3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.384 \\ 1.071 \\ 0.215 \end{pmatrix}$$

En el espacio U

$$GU(P2V1,P2V2,P3V1,P3V2,Q3V1,Q3V2) := \begin{pmatrix} P2V1 & P2V2 \\ P3V1 & P3V2 \\ Q3V1 & Q3V2 \end{pmatrix}^T$$

$$FU(P1V1,P1V2) := \begin{pmatrix} P1V1 \\ P1V2 \end{pmatrix}$$

$$GU := \left| \begin{array}{l} P2V1 \leftarrow P2V1(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) \\ P2V2 \leftarrow P2V2(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) \\ P3V1 \leftarrow P3V1(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) \\ P3V2 \leftarrow P3V2(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) \\ Q3V1 \leftarrow Q3V1(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) \\ Q3V2 \leftarrow Q3V2(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) \\ GU \leftarrow GU(P2V1,P2V2,P3V1,P3V2,Q3V1,Q3V2) \end{array} \right.$$

$$\left| \begin{array}{l} P1V1 \leftarrow P1V1(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) \\ P1V2 \leftarrow P1V2(V1,V2,V3,\theta2,\theta3) \\ FU \leftarrow FU(P1V1,P1V2) \end{array} \right.$$

$$GU = \begin{pmatrix} 0 & -3.303 & -8.615 \\ 3.967 & 5.619 & -2.813 \end{pmatrix} \qquad FU = \begin{pmatrix} 5.25 \\ 0 \end{pmatrix}$$

$$\Delta\Gamma U := FU + GU \cdot \begin{pmatrix} \lambda1 \\ \lambda2 \\ \lambda3 \end{pmatrix} \qquad \Delta\Gamma U = \begin{pmatrix} -0.139 \\ 6.935 \end{pmatrix} \qquad \alpha := 0.03$$

$$\begin{pmatrix} VV1 \\ VV2 \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} V1 \\ V2 \end{pmatrix} - \alpha \cdot \Delta\Gamma U \qquad \begin{pmatrix} V1 \\ V2 \end{pmatrix} - \alpha \cdot \Delta\Gamma U = \begin{pmatrix} 1.104 \\ 0.692 \end{pmatrix}$$

Los nuevos parametros para correr un nuevo FLP son:

$V1 := 1.10 \qquad V2 := 0.69 \qquad P2 := 1.7 \qquad P3 := 2 \qquad Q3 := 1$

Parece haber un error de calculo, porque V2 es muy bajo.

0-1/2

Ejemplo de analisis de contingencia de la red de 6-barras por el metodo BOUNDING

Datos :

Linea	Plim pu	$Ppq^{(0)}$	Margen Ppq	x_{pq} pu	$[(\text{Margen Ppq})\cdot x_{pq}]$
1 - 2	0.3	0.24	0.06	0.2	$0.06\cdot 0.2 = 0.012$
1 - 4	0.5	0.405	0.095	0.2	$0.095\cdot 0.2 = 0.019$
1 - 5	0.4	0.32	0.08	0.3	$0.085\cdot 0.3 = 0.025$
2 - 3	0.2	0.013	0.187	0.25	$0.187\cdot 0.25 = 0.047$
2 - 4	0.4	0.33	0.07	0.1	$0.07\cdot 0.1 = 7\times 10^{-3}$
2 - 5	0.2	0.162	0.038	0.3	$0.038\cdot 0.3 = 0.011$
2 - 6	0.3	0.245	0.055	0.2	$0.055\cdot 0.2 = 0.011$
3 - 5	0.2	0.173	0.027	0.26	$0.027\cdot 0.26 = 7.02\times 10^{-3}$
3 - 6	0.6	0.45			
4 - 5	0.2	0.04	0.16	0.4	$0.16\cdot 0.4 = 0.064$
5 - 6	0.2	0	0.2	0.3	0.06

Se elije N1 englobando solo linea 3 - 6 o sea barras 3 y 6.
N3 igual area que N1
N2 completa la red. Entonces se calcula los cambios de θ en zona N3

$\delta(3,3-6) = 0.12865$ $\quad 0.12865\cdot 0.45 = 0.058$

$\delta(6,3-6) = -0.11953$ $\quad -0.11953\cdot 0.45 = -0.054$

$\Delta\theta 3 - \Delta\theta 5 = 0.058 + 0.054$ $\quad 0.058 + 0.054 = 0.112$

$\Delta\theta 3 - \Delta\theta 5 = 0.112$

Que es mayor que el minimo margen de 0.007 (ver linea 2-4)

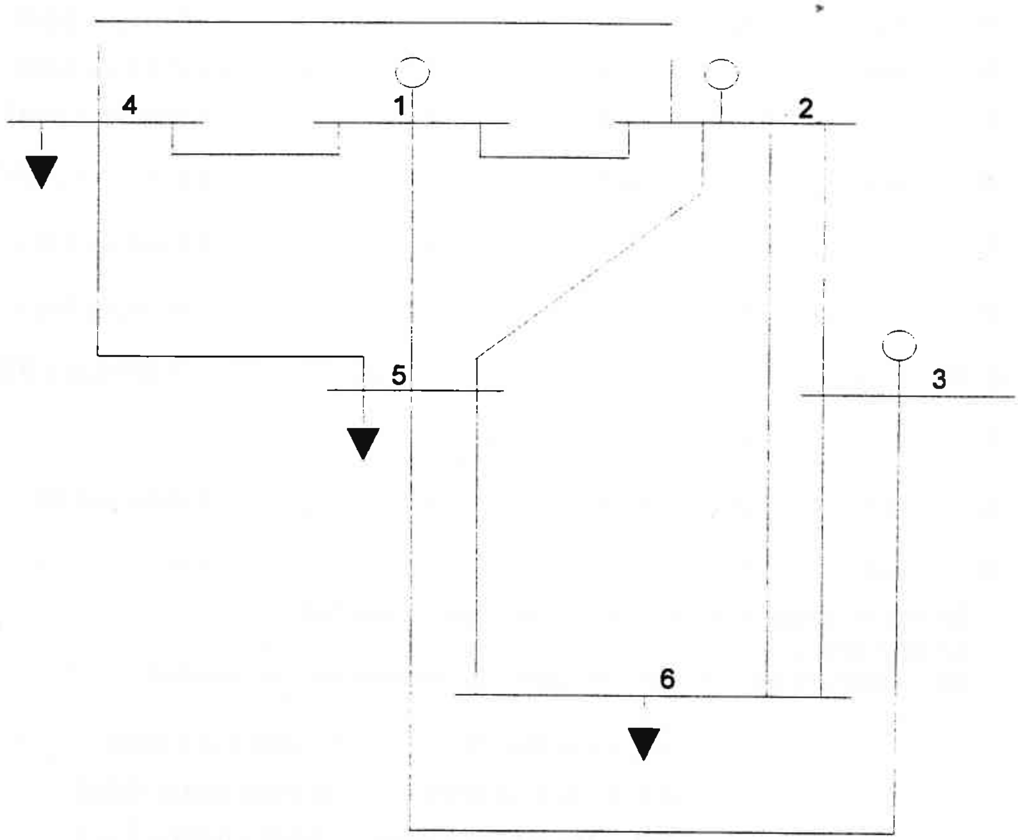
Por tanto no se verifica el criterio requerido

Se elige igual area N1. Se elige N3 comprendiendo 2, 3, 5. y 6

N2 es el complemento para englobar toda la red

Debemos calcular Δθ5-Δθ2. Hay que calcular δ(5,3-6)*0.45- δ(2,3-6)*0.45 que se encuentra ser igual a 0.00356
Como es menor que todos los margenes en zona N2 el criterio es cumplido

No hay violaciones en la zona N2 por lo tanto solo habra que aplicar el FLCA a la zona N3. El resto se deja fuera del calculo como sin cambio.


4
1
2
5
3
6